

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO HENRIQUE AQUINO BARRA

**Nova Estratégia de Proteção para Microrredes Utilizando
uma Abordagem Adaptativa com Características Híbridas
de Atuação**

São Carlos – SP
2022

PEDRO HENRIQUE AQUINO BARRA

**Nova Estratégia de Proteção para Microrredes Utilizando
uma Abordagem Adaptativa com Características Híbridas
de Atuação**

Tese de doutorado apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

São Carlos – SP

2022

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

BB268un	<p>Barra, Pedro Henrique Aquino Nova Estratégia de Proteção para Microrredes Utilizando uma Abordagem Adaptativa com Características Híbridas de Atuação / Pedro Henrique Aquino Barra; orientador Denis Vinicius Coury. São Carlos, 2022.</p> <p>Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2022.</p> <p>1. Microrredes. 2. Proteção Adaptativa. 3. Curtos-Circuitos. 4. Curvas não Padronizadas. 5. Hardware-in-the-Loop. I. Título.</p>
---------	--

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **PEDRO HENRIQUE AQUINO BARRA**.

Título da tese: "Nova estratégia de proteção para microrredes utilizando uma abordagem adaptativa com características híbridas de atuação".

Data da defesa: 20/10/2022.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**
(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

APROVADO

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Júnior**

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

APROVADO

Prof. Dr. **Ghendy Cardoso Junior**

(Universidade Federal de Santa Maria/UFSM)

APROVADO

Prof. Dr. **Kleber Melo e Silva**

(Universidade de Brasília/UnB)

APROVADO

Prof. Associado **Renato Machado Monaro**

(Escola Politécnica/EP-USP)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:

Prof. Dr. **João Bosco Augusto London Junior**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

À Caroline, minha esposa e companheira, que com amor e suporte imenso esteve ao meu lado durante esta longa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me permitiu o traçado dessa trajetória e esteve comigo durante todo tempo. Agradeço pelo favor, direção, livramento e cuidado comigo e minha família. A Deus toda a glória!

À minha esposa, Caroline, por estar ao meu lado em todos os momentos. Nos dias bons e ruins, sempre me trouxe a motivação que eu precisava para seguir em frente. O seu incentivo e suporte foram fundamentais para que eu conseguisse chegar até aqui.

À minha filha, Elisa, que chegou trazendo alegria para a nossa família. O seu nascimento fez com que os dias fossem mais felizes, cheios de cor e vida.

Aos meus pais (Sebastião e Geraldina) e irmãos (Janayna e Marcos), que não mediram esforços para que eu concluísse esse ciclo. Sou imensamente grato por toda ajuda e força que me deram.

Ao meu orientador, Prof. Denis Coury, por todos os ensinamentos em pesquisa, pelas oportunidades concedidas e por toda orientação ao longo desse período. Foram diversos os aprendizados que me fizeram crescer e ampliar meus horizontes. À Jane, meus sinceros agradecimentos pela paciência nas revisões sempre muito cuidadosas de nossas publicações.

Ao Prof. Ricardo Fernandes, que esteve sempre presente durante o desenvolvimento deste trabalho, pelas recomendações e sugestões. A parceria dele foi inestimável no meu desenvolvimento ao longo do doutorado.

Aos Profs. José Carlos, Mário Oleskovicz e Eduardo Asada pela parceria no projeto de P&D, publicações e outras oportunidades de trabalhos conjuntos.

Aos companheiros da pós-graduação, que me ajudaram de alguma maneira a tornar esse caminho mais amigável, onde posso citar o Antônio, Gustavo, Vinícius, Thiago, Pedro Inácio, Fernando Dizioli, Luiz, Leonardo, Caio e Anderson. Agradeço de modo especial ao Vinícius, que pacientemente me ajudou com o início do aprendizado nas implementações experimentais.

A todos os colegas e amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE/USP) e outros laboratórios, pelo companheirismo durante o período do doutorado, pelas conversas nos momentos do café e ambiente sempre amigável. Estendo aqui os agradecimentos às amizades que fiz durante esse período nas disciplinas da pós e graduação enquanto estagiário, nos projetos de pesquisa e P&D, bancas e outras oportunidades.

Aos colaboradores da Universidade de São Paulo (USP/EESC/SEL), sempre muito prestativos e dispostos em ajudar. Agradeço em especial à Marisa Fortulan, Daniel Manjini, Jussara Ramos, Rosane Aranda e José Carlos.

À Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo e ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE/USP), pelas facilidades oferecidas e infraestrutura, essenciais ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao Projeto de P&D Estratégico ANEEL – PD2866-0454/2016 (EESC-USP, CPqD e COPEL), pelo suporte financeiro durante a realização desse trabalho, imprescindível para meu ingresso nessa jornada. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001. Por fim, agradeço à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) [processos 17/16742-7 e 21/04872-9] pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

“Portanto dele, por Ele e para Ele são todas as coisas.

A Ele seja a glória eternamente!

Amém.”

Rm. 11:36

RESUMO

BARRA, P. H. A. **Nova Estratégia de Proteção para Microrredes Utilizando uma Abordagem Adaptativa com Características Híbridas de Atuação**. 209 p. Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, 2022.

As microrredes (MRs) têm emergido como ambientes promissores para a integração entre recursos energéticos distribuídos e cargas na distribuição sob um contexto de modernização dos sistemas elétricos de potência. As MRs apresentam grande potencial de contribuir para a melhoria da qualidade da energia, confiabilidade e continuidade do suprimento para as cargas em modo conectado à rede principal ou ilhado. Não obstante, para uma larga implementação das MRs, alguns desafios técnicos ainda devem ser superados, destacando-se o desafio da proteção. Diante desse contexto, apresenta-se nesta tese uma nova estratégia de proteção contra curtos-circuitos para MRs considerando uma abordagem adaptativa com novas características híbridas e não padronizadas de atuação. Para isto, uma nova característica não padronizada e multivariável de proteção foi proposta, onde os sinais locais de tensão e corrente foram empregados no processo de cálculo dos tempos de operação da proteção. Destaca-se que a estratégia proposta apresentou uma característica adaptativa, em que ajustes otimizados foram utilizados em função do cenário de operação da MR. Para isso, um problema de otimização da coordenação da proteção foi formulado considerando a característica híbrida proposta, cujo estágio de solução foi baseado em algoritmos de otimização conhecidos, como o algoritmo genético. Os resultados obtidos indicaram que a estratégia proposta apresentou um excelente desempenho para a proteção da MR considerando diferentes cenários de operação. Por fim, análises experimentais em tempo real também foram conduzidas, onde se verificou que a estratégia proposta é promissora na importante tarefa de proteção de MRs.

Palavras-chave: Microrredes. Proteção Adaptativa. Curtos-Circuitos. Curvas não Padronizadas. *Hardware-in-the-Loop*.

ABSTRACT

BARRA, P. H. A. **A Novel Protection Strategy for Microgrids Using an Adaptive Approach with Hybrid Tripping Characteristics**. 209 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, Brazil, 2022.

Microgrids (MGs) have emerged as a promising alternative to integrate distributed energy resources and loads in a new context concerning modernization of electric power systems. MGs present a high potential to improve power quality, reliability, and supply continuity for loads in grid-connected and islanded operating modes. Nevertheless, some technical challenges should be dealt with for their widespread implementation; among them, the protection stands out. In this context, this thesis presented a novel protection strategy for MGs, considering an adaptive approach with hybrid tripping characteristics. Then, a new non-standard and hybrid protection curve was proposed, where local voltage and current signals were used to obtain the tripping protection times. The proposed strategy also used an adaptive approach, where optimized adjustments were used as a function of the operating scenario of the MG. Thus, an optimization problem was formulated considering the proposed tripping characteristics, whose solution stage was based on well-known optimization algorithms, such as the genetic algorithm. Results showed that the proposed strategy performed well in protecting MGs under different scenarios. Finally, real-time experiments were performed, where the proposed strategy has shown promising results in protecting the MGs.

Keywords: Microgrids. Adaptive Protection. Short-circuit. Non-standard Protection Curve. Hardware-in-the-Loop.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Motivações para a implementação de microrredes divididas em grupos distintos de interesse.	38
Figura 2 – Ilustração de estrutura típica de uma microrrede.	39
Figura 3 – Comparativo de tecnologias utilizadas nas microrredes: Cenário em 2017 <i>versus</i> 2027.	40
Figura 4 – Sistema elétrico hipotético.	41
Figura 5 – Características desejáveis para os sistemas de proteção.	42
Figura 6 – Subsistemas de um sistema de proteção.	43
Figura 7 – Arquitetura simplificada de um relé digital.	45
Figura 8 – Característica do tempo de atuação de um relé de sobrecorrente.	46
Figura 9 – Curvas características de tempo inverso da IEC 60255–3.	48
Figura 10 – Curvas características de tempo inverso da IEEE Std. C37.112-2018.	49
Figura 11 – Rede de palavras-chave utilizadas pelos pesquisadores e sua utilização ao decorrer do tempo, relacionada a temas como proteção adaptativa, microrredes e redes elétricas inteligentes.	54
Figura 12 – <i>Benchmark</i> do CIGRÉ e delimitação da microrrede.	75
Figura 13 – Microrrede utilizada nesta pesquisa.	76
Figura 14 – Malha do regulador de excitação para controle de tensão e potência reativa do gerador.	79
Figura 15 – Malha do regulador de velocidade para o controle de frequência a potência ativa do gerador.	80
Figura 16 – Modelo considerado para o gerador eólico Tipo IV no PSCAD.	81
Figura 17 – Controlador do ângulo de <i>pitch</i> da turbina eólica.	82
Figura 18 – Determinação da potência mecânica extraída da turbina eólica e o respectivo torque mecânico.	82
Figura 19 – Malha do controlador do lado da máquina (CLM).	83
Figura 20 – Malha do controlador do lado da rede (CLR).	84
Figura 21 – Topologia do modelo utilizado para o sistema de armazenamento via baterias no PSCAD.	85
Figura 22 – Curva OC padronizada e característica OCUV não padronizada.	90
Figura 23 – Resposta de gerador eólico tipo IV a uma situação faltosa hipotética. a) Correntes trifásicas medidas; b) Tensões trifásicas medidas.	90

Figura 24 – Tempos de atuação das diferentes características para a falta hipotética.	91
Figura 25 – Esquemático da plataforma e elementos utilizados para os testes experimentais.	92
Figura 26 – Conjunto prático utilizado na plataforma HIL implantada.	92
Figura 27 – MCU F28379D LaunchPad da Texas Instruments.	93
Figura 28 – Módulos conversores A e B da F28379D LaunchPad. a) Módulos A e B de conversores AD; b) Estrutura de cada um dos módulos AD.	94
Figura 29 – Esquemático de cada um dos módulos conversores da F28379D LaunchPad.	94
Figura 30 – Resposta em frequência dos filtros passivos empregados na plataforma experimental.	95
Figura 31 – Implementação da característica híbrida de atuação para prototipagem nos MCUs: Entrada dos módulos conversores e saída do <i>trip</i> nas GPIOs.	96
Figura 32 – Implementação da característica híbrida de atuação para prototipagem nos MCUs: Visão interna ao bloco modelado para a proteção.	97
Figura 33 – Exemplo de aplicação da funcionalidade <i>C Caller</i> para prototipagem de algoritmos no MCU: Chamada da característica não padronizada implementada em C.	97
Figura 34 – Detalhes específicos do modelo de microrrede empregado para os testes experimentais. a) Microrrede; b) Localização dos relés utilizados para testar a característica não padronizada de proteção.	98
Figura 35 – Teste em tempo real #I: falta monofásica (C-terra) com resistência de falta de 10Ω considerando a microrrede ilhada: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos <i>trips</i>	100
Figura 36 – Teste em tempo real #II: falta monofásica (C-terra) com resistência de falta de 5Ω considerando a microrrede conectada à rede principal: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos <i>trips</i>	101
Figura 37 – Teste em tempo real #III: falta trifásica (ABC-terra) com resistência de falta de 5Ω considerando a microrrede ilhada: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos <i>trips</i>	102
Figura 38 – Teste em tempo real #IV: falta trifásica (ABC-terra) sólida considerando a microrrede conectada à rede principal: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos <i>trips</i>	102
Figura 39 – Teste em tempo real #V: falta trifásica (ABC-terra) sólida considerando a microrrede ilhada: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos <i>trips</i>	103
Figura 40 – Tempos de atuação obtidos para todas as situações testadas: comparação entre <i>hardware</i> e <i>software</i>	104

Figura 41 – Conceito geral da estratégia adaptativa de proteção proposta. a) Relação entre o sistema de controle central da MR e o sistema central de proteção; b) Monitoramento de informações na MR.	108
Figura 42 – Fluxograma representativo do processo de operação da proteção.	109
Figura 43 – Impacto das mudanças na tensão durante faltas (M_v) na característica híbrida e não padronizada proposta, considerando $\zeta = 0,50$ e $\lambda = 2,5$	112
Figura 44 – Impacto das mudanças de ζ na característica híbrida e não padronizada proposta, considerando $M_v = 0,50$ pu e $\lambda = 2,5$	112
Figura 45 – Impacto das mudanças na constante λ na característica híbrida e não padronizada proposta, considerando $M_v = 0,50$ pu e $\zeta = 2,0$	113
Figura 46 – Resposta completa da característica híbrida e não padronizada de proteção proposta considerando $\zeta = 0,30$ e $\lambda = 2,5$	114
Figura 47 – Diferentes respostas da característica híbrida e não padronizada proposta para diferentes valores de ζ com $\lambda = 2,5$	114
Figura 48 – Resposta de diferentes características de proteção considerando um cenário com baixas correntes de falta: a) Sinais de corrente; b) Sinais de tensão; c) Atuações da proteção considerando diferentes características.	115
Figura 49 – Resposta de diferentes características de proteção considerando um cenário com diminuição moderada nas tensões de falta: a) Sinais de corrente; b) Sinais de tensão; c) Atuações da proteção considerando diferentes características.	116
Figura 50 – Resposta de diferentes características de proteção considerando um cenário com favorável na elevação das correntes e diminuição nas tensões de falta: a) Sinais de corrente; b) Sinais de tensão; c) Atuações da proteção considerando diferentes características.	117
Figura 51 – Matrizes com relações entre as respostas das características de proteção proposta (CP), padronizada de sobrecorrente (CS), híbrida proposta por Chakraborty e Das (2020) (CH1), e híbrida proposta por Saleh <i>et al.</i> (2015) (CH2). a) Cenário com baixas correntes de falta; b) Cenário com variações moderadas na tensão de falta; e c) Cenário favorável para a proteção.	118
Figura 52 – Fluxograma representativo do estágio de solução do problema de otimização da coordenação da proteção para cada cenário de interesse da MR.	123
Figura 53 – Microrrede e os locais de aplicação de faltas <i>near-end</i> e <i>far-end</i>	127
Figura 54 – Exemplos de resultados de tensão e corrente durante as faltas como entrada para o problema de coordenação da proteção. a) Cenário 1; e b) Cenário 4.	128

Figura 55 – <i>Boxplots</i> de tensões e correntes de falta considerando: a) Cenário 1; e b) Cenário 4.	128
Figura 56 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 1. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições o longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.	130
Figura 57 – <i>Boxplots</i> considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs do cenário 1.	131
Figura 58 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 2. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições o longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.	133
Figura 59 – <i>Boxplots</i> considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs do cenário 2.	134
Figura 60 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 3. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições o longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.	135
Figura 61 – <i>Boxplots</i> considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs do cenário 3.	136
Figura 62 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 4. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições o longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.	137
Figura 63 – <i>Boxplots</i> considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs do cenário 4.	138

Figura 64 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 5. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições o longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.	139
Figura 65 – <i>Boxplots</i> considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs do cenário 5.	140
Figura 66 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 6. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições o longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.	141
Figura 67 – <i>Boxplots</i> considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs do cenário 6.	142
Figura 68 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 7. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições o longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.	143
Figura 69 – <i>Boxplots</i> considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs do cenário 7.	144
Figura 70 – Mapa de calor considerando os tempos de operação primária (T_p) de <i>backup</i> (T_b) e os ITCs, em segundos, para todos os cenários e diversos percentis.	145
Figura 71 – Partida de motor elétrico de 300 kVA considerando a MRilhada e conectada à rede principal. a) Velocidade do motor; b) Torque do motor; e c) Tensão medida pelos relés adjacentes.	147
Figura 72 – Teste I: Falta trifásica sólida no trecho 3–5, envolvendo os relés R34, R83 e R54, no cenário 1 com a MRilhada.	151
Figura 73 – Teste II: Falta monofásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 8–11, envolvendo os relés R89 e R38, no cenário 1 com a MRilhada.	152
Figura 74 – Teste III: Falta monofásica com $R_f = 5 \Omega$ no trecho 3–5, envolvendo os relés R34, R54, e R83, no cenário 3 com a MR conectada à rede principal.	153
Figura 75 – Teste IV: Falta bifásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 5–6, envolvendo os relés R56 e R34, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal.	154

Figura 76 – Teste V: Falta monofásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 8–11, envolvendo os relés R89 e R38, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal.	155
Figura 77 – Teste VI: Falta bifásica envolvendo o terra com $R_f = 10 \Omega$ no trecho 8–7, envolvendo os relés R87 e R38, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal.	156
Figura 78 – Teste VII: Falta monofásica com $R_f = 15 \Omega$ no trecho 3–8, envolvendo os relés R38 e R54, no cenário 2 com a Microrrede (MR) ilhada.	157
Figura 79 – Teste VIII: Falta trifásica com $R_f = 10 \Omega$ no trecho 5–8, envolvendo os relés R87 e R56, no cenário 6 com a MR ilhada em situação de <i>self-healing</i> .	158
Figura 80 – Tempos de operação obtidos para todas as situações testadas: comparação entre <i>hardware</i> e <i>software</i> .	158
Figura 81 – Rede bibliométrica genérica para exemplo.	179
Figura 82 – Metodologia empregada para a análise bibliométrica realizada.	181
Figura 83 – Artigos publicados com os termos “ <i>adaptive protection</i> ” ou “ <i>adaptive relaying</i> ” em seus títulos, palavras-chave ou resumos.	183
Figura 84 – Rede de palavras-chave utilizadas pelos autores e sua utilização ao decorrer do tempo, relacionada à <i>Query 1</i> .	184
Figura 85 – Rede de autores obtida para a <i>Query 1</i> .	185
Figura 86 – Rede de países obtida para a <i>Query 1</i> .	186
Figura 87 – Artigos publicados com os termos “ <i>adaptive protection</i> ” ou “ <i>adaptive relaying</i> ” e “ <i>distribution</i> ” ou “ <i>microgrid</i> ” ou “ <i>smart grid</i> ” em seus títulos, palavras-chave ou resumos.	187
Figura 88 – Rede de palavras-chave utilizadas pelos autores e sua utilização ao decorrer do tempo, relacionada à <i>Query 2</i> .	188
Figura 89 – Rede de autores obtida para a <i>Query 2</i> .	189
Figura 90 – Rede de países obtida para a <i>Query 2</i> .	189

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de κ para a norma IEC 60255–3.	47
Tabela 2 – Valores de k para a norma ANSI.	48
Tabela 3 – Os cinco artigos mais citados relacionados com proteção adaptativa (artigos com citação dos termos “ <i>adaptive protection</i> ” ou “ <i>adaptive relaying</i> ” nos títulos, palavras-chave ou resumos).	50
Tabela 4 – Os cinco artigos mais citados nos últimos cinco anos relacionados com proteção adaptativa (artigos com citação dos termos “ <i>adaptive protection</i> ” ou “ <i>adaptive relaying</i> ” nos títulos, palavras-chave ou resumos).	51
Tabela 5 – Resumo das pesquisas voltada para a proteção adaptativa sob o contexto de microrredes.	69
Tabela 6 – Dados das linhas do sistema teste utilizado.	77
Tabela 7 – Dados dos transformadores presentes no sistema teste.	77
Tabela 8 – Dados das cargas presentes no sistema teste.	78
Tabela 9 – Coeficientes $\alpha_{i,j}$ para obtenção dos coeficientes de potência C_p	81
Tabela 10 – Ajustes empregados para os relés R_1 e R_2 considerando as características padronizada (OC) e não padronizada (OCUV) existentes na literatura.	99
Tabela 11 – Comparação entre os resultados obtidos através da implementação em <i>hardware</i> e através de simulações computacionais (segundos).	104
Tabela 12 – Probabilidades para diferentes valores de resistências de falta de acordo com Wong <i>et al.</i> (2022).	125
Tabela 13 – Correspondências entre as variáveis de otimização e os elementos de β_g^c	129
Tabela 14 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 1.	130
Tabela 15 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 1.	131
Tabela 16 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 2.	132
Tabela 17 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 2.	134
Tabela 18 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 3.	134
Tabela 19 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 3.	136
Tabela 20 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 4.	137

Tabela 21 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 4.	138
Tabela 22 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 5.	139
Tabela 23 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 5.	140
Tabela 24 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 6.	141
Tabela 25 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 6.	142
Tabela 26 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 7.	143
Tabela 27 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 7.	144
Tabela 28 – Análise geral da estratégia de proteção proposta considerando os tempos de operação e ITCs: uma variedade de percentis.	146
Tabela 29 – Correspondências de adequação dos sinais analógicos de entrada nas MCUs.	149
Tabela 30 – Comparação entre os resultados obtidos considerando os experimentos em tempo real (segundos).	150
Tabela 31 – Dados do gerador síncrono utilizado.	191
Tabela 32 – Valores dos parâmetros do regulador de excitação.	192
Tabela 33 – Valores dos parâmetros do regulador de velocidade.	192
Tabela 34 – Dados associados à turbina eólica.	193
Tabela 35 – Dados associados ao gerador de ímã permanente.	193
Tabela 36 – Valores dos parâmetros utilizados nos controladores do gerador eólico.	194
Tabela 37 – Valores dos parâmetros utilizados nos controladores do sistema de armazenamento.	194
Tabela 38 – Tempos de atuação e ITCs para as faltas dos tipos <i>near-end</i> e <i>far-end</i> considerando a MR ilhada.	196

ABREVIACÕES

AG	<i>Algoritmo Genético</i>
BT	<i>Baixa Tensão</i>
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux lectriques</i>
CLM	<i>Conversor do Lado da Máquina</i>
CLR	<i>Conversor do Lado da Rede</i>
GBI	<i>Gerador Baseado em Inversor</i>
GD	<i>Gerador Distribuído</i>
GS	<i>Gerador Síncrono</i>
HIL	<i>Hardware-in-the-Loop</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
ITC	<i>Intervalo de Tempo de Coordenação</i>
LSEE	<i>Laboratrio de Sistemas de Energia Eltrica</i>
MCU	<i>Microcontroller Unit</i>
MR	<i>Microrrede</i>
MT	<i>Média Tensão</i>
PAC	<i>Ponto de Acoplamento Comum</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RED	<i>Recurso Energético Distribuído</i>
RTDS	<i>Real-Time Digital Simulator</i>
SAE	<i>Sistema de Armazenamento de Energia</i>
SCC	<i>Sistema de Controle Central</i>
SCP	<i>Sistema Central de Proteção</i>
SD	<i>Sistema de Distribuição</i>
TA	<i>Transformador de Acoplamento</i>

TC *Transformador de Corrente*

TP *Transformador de Potencial*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	Contextualização e Motivação	29
1.2	Escopo, Objetivos e Contribuições da Tese	31
1.3	Estrutura da Tese	32
1.4	Lista de publicações	33
1.4.1	Em fase de submissão	33
1.4.2	Artigos publicados	33
2	MICRORREDES E PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS: ASPECTOS CONCEITUAIS	37
2.1	Microrredes: Conceitos e definições	37
2.1.1	Estrutura típica de microrredes CA	38
2.1.2	Desafios na proteção de microrredes	39
2.1.2.1	Mudanças nas correntes de falta	40
2.1.2.2	Alteração na sensibilidade da proteção	40
2.1.2.3	Atuações desnecessárias	41
2.2	Proteção de sistemas elétricos: uma breve revisão	41
2.2.1	Relés digitais: Conceito e arquitetura	44
2.2.2	Relés de sobrecorrente	45
2.2.2.1	Característica de sobrecorrente instantânea	46
2.2.2.2	Característica temporizada de sobrecorrente	46
2.2.2.3	Característica direcional	49
2.3	Proteção Adaptativa: Origem e Conceitos	49
2.4	Discussão	50
3	UMA REVISÃO SISTEMÁTICA SOBRE PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE MICRORREDES	53
3.1	Uma visualização baseada em dados sobre o tema	53
3.2	Revisão de trabalhos correlatos	54
3.2.1	Abordagens baseadas em inteligência computacional	55
3.2.1.1	Abordagens baseadas em RNAs	55
3.2.1.2	Abordagens baseadas em meta-heurísticas	56
3.2.1.3	Abordagens baseadas em lógica fuzzy	58

3.2.1.4	Abordagens baseadas em sistemas multiagentes	59
3.2.1.5	Abordagens baseadas em outros algoritmos de inteligência computacional	60
3.2.2	Outras abordagens adaptativas	61
3.2.3	Abordagens baseadas em curvas não padronizadas de proteção	66
3.2.4	Abordagens não adaptativas de proteção	66
3.3	Uma análise comparativa considerando os trabalhos correlatos	67
3.4	Discussão	71
4	MICRORREDE EM ESTUDO	73
4.1	Elementos de <i>software</i>	73
4.2	Microrrede e seus componentes	74
4.3	Alimentadores e linhas	75
4.4	Transformadores	76
4.5	Cargas elétricas	76
4.6	Gerador distribuído síncrono	78
4.7	Gerador eólico e sistema de armazenamento baseado em baterias	80
4.8	Discussão	84
5	UMA PLATAFORMA HIL PARA TESTE DE PROPOSIÇÕES DE PROTE- ÇÃO EM MICRORREDES	87
5.1	Conceitos gerais	87
5.2	Curvas de proteção empregadas para o estabelecimento da plataforma	88
5.3	Bancada experimental	91
5.3.1	Microcontroladores	93
5.3.2	Filtros passivos de primeira ordem	95
5.3.3	Prototipagem das curvas de proteção nos microcontroladores	95
5.4	Descrição dos testes	98
5.5	Experimentos em tempo real	99
5.5.1	Teste experimental #I	100
5.5.2	Teste experimental #II	101
5.5.3	Teste experimental #III	101
5.5.4	Teste experimental #IV	102
5.5.5	Teste experimental #V	103
5.6	Acurácia da implementação experimental	103
5.7	Discussão	104
6	ESTRATÉGIA DE PROTEÇÃO DE MICRORREDES COM NOVAS CA- RACTERÍSTICAS HÍBRIDAS DE ATUAÇÃO	107
6.1	Conceito da proposição	107

6.1.1	Uma característica híbrida e não padronizada de atuação para a proteção de microrredes	110
6.1.2	Problema de otimização e coordenação da proteção	118
6.1.2.1	Conjunto de Restrições A - Aspectos sobre coordenação	119
6.1.2.2	Conjunto de Restrições B - Aspectos sobre os tempos mínimos de atuação dos relés	120
6.1.2.3	Conjunto de Restrições C - Aspectos sobre ζ dos relés	120
6.1.2.4	Conjunto de Restrições D - Aspectos sobre I_s dos relés	120
6.1.2.5	Conjunto de Restrições E - Aspectos sobre V_s dos relés	121
6.1.2.6	Formulação completa do problema de otimização da coordenação da proteção e suas restrições	121
6.1.3	Solução do problema de otimização	122
6.1.4	Aspectos importantes e condições de contorno	122
6.1.4.1	Considerações sobre a identificação de mudanças nas condições de operação	122
6.1.4.2	Considerações sobre comunicação entre dispositivos e atualização de ajustes	124
6.1.4.3	Definição de condições de contorno	124
6.2	Resultados	125
6.2.1	Uma visão geral acerca dos cenários considerados	125
6.2.2	Resultados considerando cenários com o modo ilhado de operação	127
6.2.3	Resultados considerando cenários com o modo conectado à rede principal	134
6.2.4	Resultados considerando cenários de ações de <i>self-healing</i>	140
6.2.5	Análise geral da estratégia de proteção: tempos de operação e ITCs	144
6.2.6	Considerações acerca da segurança dos ajustes de tensão adotados	147
6.3	Experimentos em tempo real	148
6.4	Discussão	149
7	CONCLUSÕES	159
	REFERÊNCIAS	163
	APÊNDICE A ANÁLISES BIBLIOMÉTRICAS: CONCEITOS, METODOLOGIA E PRINCIPAIS RESULTADOS	177
A.1	Conceitos sobre análises bibliométricas	177
A.2	Metodologia empregada para a análise bibliométrica	180
A.2.1	Resultados para a <i>Query #1</i>	182
A.2.2	Resultados para a <i>Query #2</i>	185
	APÊNDICE B DADOS ESPECÍFICOS DOS RECURSOS DISTRIBUÍDOS	191

APÊNDICE C TEMPOS DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO 195

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização e Motivação

UMA tendência conhecida como “os três Ds” tem sido observada nos últimos anos na esfera dos sistemas elétricos, equivalendo a um movimento no sentido de descentralização, descarbonização e democratização. Esses movimentos são associados com preocupações diversas, como a necessidade de melhoria na resiliência e confiabilidade dos sistemas elétricos, de redução da emissão de gases poluentes visando mitigar impactos das mudanças climáticas, de controlar os custos da eletricidade, de modernizar os sistemas elétricos, entre outras (GREEN, 2016; HIRSCH *et al.*, 2018). Como resposta a essas e outras preocupações, a utilização de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), especialmente sistemas eólicos e fotovoltaicos, tem sido crescente não apenas nos sistemas de transmissão, mas também nos Sistemas de Distribuição (SDs) (YANG *et al.*, 2018). Enquanto a aplicação desses recursos pode contribuir potencialmente com as preocupações listadas, a integração de uma grande quantidade de REDs impõe novos desafios na operação e controle das redes. Frente às novas tendências e preocupações, verifica-se a necessidade de uma modernização permanente do sistema elétrico que, no que lhe concerne, traz uma série de novos desafios relacionados à operação, manutenção e expansão do mesmo. Sob a perspectiva dos SDs, por exemplo, tem-se o importante desafio de integrar esses novos elementos com vistas à melhoria contínua dos padrões de qualidade, confiabilidade e continuidade no fornecimento da energia elétrica.

Diante do contexto ora posto, as Microrredes (MRs) emergiram como ambientes promissores para integrar Geradores Distribuídos (GDs), Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), linhas e cargas de maneira descentralizada, operando com elevada flexibilidade (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007). As MRs possuem uma arquitetura peculiar, em que uma pequena porção do sistema é segmentada e pode operar de forma autônoma, sem prejudicar a integridade do restante da rede (LASSETER, 2002). Desse modo, uma das

principais vantagens relacionadas com as MRs é que, durante perturbações ou contingências programadas, por exemplo, elas podem se desconectar do sistema principal e operar de maneira autônoma através de sua geração local, que supre as demandas das cargas da MR. Esse tipo de operação, denominada operação ilhada, é um dos aspectos que motivam vários pesquisadores a pontuarem que as MRs podem contribuir para a melhoria da eficiência, confiabilidade e qualidade do serviço do sistema como um todo (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007; HADDADIAN; NOROOZIAN, 2017; CHANDAK; ROUT, 2021). Os panoramas citados contribuem na promoção do mercado global de MRs, cujo crescimento é continuamente observado. Em 2028, por exemplo, o mercado de MRs projeta atrair cerca de 40 bilhões de dólares, enquanto em 2019, o investimento foi cerca de 8 bilhões, resultando em um aumento de aproximadamente cinco vezes neste curto período (LENHART; ARAUJO, 2021).

Alguns projetos-pilotos de MRs têm sido implementados com sucesso em diferentes países, como os Estados Unidos da América, Japão, Coreia do Sul, Espanha, Finlândia e Alemanha, como relatado por Brearley e Prabu (2017). Não obstante, embora as MRs apresentem várias vantagens nesse novo contexto de modernização do sistema, a proliferação das MRs ainda é cerceada por desafios técnicos. Podem ser citados os desafios associados à proteção, segurança cibernética, qualidade da energia, operação nos modos conectado e ilhado e suas transições, controle de frequência e tensão, operação *plug-and-play*, estabilidade, e gerenciamento de energia (MELIOPOULOS, 2002; HATZIARGYRIOU *et al.*, 2006; HOSSAIN *et al.*, 2019), assuntos esses que se desdobram em temas de pesquisa e desenvolvimento de extrema relevância.

Como um dos desafios supracitados e tema focal desta tese, a proteção tem a tarefa crucial de detectar e isolar, o mais rápido possível, qualquer elemento ou porção do sistema quando sujeitos a um curto-circuito, ou operação anormal, que possam causar danos para eles mesmos ou para o resto do sistema elétrico. Muito embora esta tradicional definição se mantenha inalterada para a proteção de MRs, os sistemas tradicionais de proteção comumente empregados em SDs podem não operar de maneira adequada para este novo contexto (HOOSHYAR; IRAVANI, 2017; BARRA *et al.*, 2020; HE *et al.*, 2021; BEDER *et al.*, 2021; ABOELNAGA; AZZOUZ, 2021; REILLY; VENKATA, 2021). Nas MRs, as correntes de falta podem variar substancialmente dependendo da configuração (isto é, modo ilhado ou conectado à rede) e dos possíveis cenários de operação da MR. Os REDs também podem afetar consideravelmente as correntes de falta, dependendo de seus tipos e se estão conectados ou não à MR nos momentos das faltas. Os GDs baseados em inversores, por exemplo, contribuem com baixas correntes de faltas, diferentemente dos GDs síncronos. Adicionalmente, mudanças topológicas na MR podem afetar as correntes de falta considerando, por exemplo, situações de *self-healing* ou outras alterações topológicas.

Diante desta motivação e problemática, diversas pesquisas têm direcionado esforços para o desenvolvimento de novas soluções e estratégias para a obtenção de esquemas

de proteção de MRs que apresentem rapidez, seletividade, sensibilidade e confiabilidade, considerando os diferentes modos de operação das MRs (BARRA *et al.*, 2020; REILLY; VENKATA, 2021). Todavia, ainda se mostram totalmente cabíveis novas contribuições que permitam avanços na área. Por conseguinte, assim como essas pesquisas, esta tese possui a mesma motivação e segue na direção de contribuir com a obtenção de novos esquemas e estratégias para a proteção de MRs. O escopo, os objetivos e contribuições derivadas deste trabalho são apresentados na próxima subseção.

1.2 Escopo, Objetivos e Contribuições da Tese

Considerando a discussão apresentada e as vantagens deste novo cenário com as MRs, o principal objetivo desta tese foi desenvolver uma nova estratégia de proteção contra curtos-circuitos para MRs considerando diferentes cenários e modos de conexão. É importante salientar que o escopo desta tese compreende apenas MRs em corrente alternada (CA), protegidas com relés digitais. Os principais requisitos para a estratégia proposta foram associados à rapidez, seletividade e confiabilidade, considerando os diferentes cenários de operação da MR. Diferentemente de alguns estudos neste tema, a estratégia proposta foi elaborada para operar nos modos conectado à rede principal e ilhado. Este requisito conduziu a pesquisa para o emprego de uma característica adaptativa da proteção. Adicionalmente, visando lidar com a elevada flexibilidade das MRs, esta pesquisa seguiu na direção de introduzir uma nova característica híbrida e não padronizada de atuação baseada em medições locais de corrente e tensão. As vantagens desta característica não padronizada considerando proposições existentes na literatura são discutidas oportunamente. Portanto, apresenta-se nesta tese uma nova estratégia de proteção de MRs baseada em uma combinação de comportamentos adaptativos com características híbridas de atuação.

Outra preocupação associada ao tema de proteção de MRs está atrelada à validação experimental de novas propostas, especialmente, se essas novas propostas se afastam minimamente de algoritmos de proteção já bem estabelecidos e implementados em relés comerciais. Desse modo, um dos objetivos secundários desta tese foi apresentar uma plataforma de testes do tipo *Hardware-in-the-Loop* (HIL), possibilitando a avaliação em tempo real de técnicas de proteção em MRs e outras inovações. Para tanto, os aparatos existentes no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) da EESC-USP foram utilizados. Vale ressaltar que esse tipo de investigação, pouco explorada nos estudos correlatos, permite uma avaliação em ambiente de *hardware* do comportamento dos métodos propostos, imperativa para uma possível implementação segura em campo.

A partir dos pontos supracitados, as principais contribuições e desenvolvimentos desta tese para o tema de proteção de MRs são:

- ❑ Uma visualização baseada em dados sobre o tema de proteção adaptativa de MRs;
- ❑ Uma nova característica híbrida de proteção, atrativa aos possíveis cenários de operação de MRs e com possibilidades de extensão para outras aplicações;
- ❑ Uma estratégia de proteção de MRs com bom desempenho nos modos ilhado e conectado à rede principal;
- ❑ Uma estratégia com característica adaptativa, cujos ajustes empregados são otimizados em função dos cenários de operação da MR;
- ❑ Uma plataforma HIL para testes de estratégias de proteção de MRs, curvas não padronizadas de proteção e outras inovações;
- ❑ Uma avaliação em ambiente de *hardware* das características não padronizadas e da estratégia de proteção proposta.

1.3 Estrutura da Tese

Esta tese é estruturada como segue:

O Capítulo 2 introduz os principais fundamentos acerca de MRs e proteção de sistemas elétricos. Logo, os detalhes específicos sobre a estrutura e a operação das MRs são descritos. Este capítulo também aborda as dificuldades e desafios existentes na proteção de MRs. Adicionalmente, as curvas padronizadas baseadas em medições de corrente são brevemente apresentadas.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão abrangente sobre o tema de proteção de MRs. Em um primeiro momento, uma breve análise bibliométrica sobre o tema é apresentada. Em sequência, pauta-se uma discussão sistemática envolvendo os trabalhos correlatos. Por fim, este capítulo apresenta uma classificação e comparação geral das pesquisas existentes na área de proteção de MRs e a pesquisa realizada nesta tese.

O Capítulo 4 apresenta a MR teste modelada e utilizada neste trabalho. Nesse capítulo, todos os componentes da MR são descritos, incluindo as cargas, linhas e REDs. Os *softwares* utilizados nas diferentes etapas da pesquisa também são brevemente descritos.

O Capítulo 5 descreve a plataforma HIL elaborada para testes envolvendo estratégias de proteção de MRs e curvas não padronizadas. Este capítulo detalha os elementos de *software* e *hardware* associados à plataforma. Experimentos em tempo real são apresentados e discutidos considerando curvas padronizadas e não padronizadas existentes na literatura com o intuito de validar a plataforma.

O Capítulo 6 apresenta a estratégia de proteção proposta, e portanto, compreende o cerne das contribuições desta tese. Primeiramente, a nova característica híbrida de atuação é discutida e comparada com a literatura. Em sequência, a formulação do problema de otimização da coordenação e restrições, bem como o estágio de solução, são discutidos.

Por fim, os resultados oriundos de simulações e dos experimentos em tempo real são apresentados e discutidos.

Ao fim, o Capítulo 7 traz as conclusões desta tese e indicações pertinentes para pesquisas futuras no tema de proteção de MRs.

1.4 Lista de publicações

Desde o início desta pesquisa, alguns documentos foram publicados em periódicos e conferências. Existem ainda alguns artigos em fase de submissão, como classificado na sequência.

1.4.1 Em fase de submissão

- BARRA, P. H. A.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. A novel protection strategy for microgrids using an adaptive approach with hybrid tripping characteristics. *Em preparação.*
- MENEZES, T. S.; BARRA, P. H. A.; DIZIOLI, F. S.; LACERDA, V. A.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. Applications of phasor measurement units in transmission and smart distribution protection: a review. *A ser submetido na Applied Energy.*
- DIZIOLI, F. S.; BARRA, P. H. A.; MENEZES, T. S.; LACERDA, V. A.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. Microgrid protection using multi-agent systems: an embedded approach. *A ser submetido na Electric Power Systems Research.*

1.4.2 Artigos publicados

Periódicos

- SANTOS, G. G.; MENEZES, T. S.; BARRA, P. H. A.; VIEIRA, J. C. M. A new fault detection and classification method for active distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. v. 136, p. 107663, 2022.
- BARRA, P. H. A.; LACERDA, V. A.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. A Hardware-in-the-Loop Testbed for Microgrid Protection Considering Non-standard Curves. **Electric Power Systems Research**. v. 196, p. 107242, 2021.
- BARRA, P. H. A.; CARVALHO, W. C.; MENEZES, T. S.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. A review on wind power smoothing using high-power energy storage systems. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**. v. 137, p. 110455, 2021.

- ❑ BARRA, P. H. A.; COURY, D. V.; FERNANDES, R. A. S. A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**. v. 118, p. 109524, 2020.

Conferências

- ❑ ASADA, E. N.; VIEIRA, J. C. M.; SOUZA, J. V.; ARIOLI, V. T.; BICZKOWSKI, M.; RONCOLLATO, R. A.; BARRA, P. H. A.; MOMESSO, A. E. C.; CARVALHO, M. S. C.; FAGUNDES, T. A.; MONTEIRO, F.; OLESKOVICZ, M. Roadmap tecnológico para o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia transportável no Brasil. Em: CIGRE, XXVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2022.
- ❑ BARRA, P. H. A.; LACERDA, V. A.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. A Hardware-in-the-Loop Testbed for Microgrid Protection Considering Non-standard Curves. In: 15th International Conference on Power Systems Transients, Belo Horizonte, 2021.
- ❑ MOMESSO, A. E. C.; BARRA, P. H. A.; BARBALHO, P. I. N.; ASADA, E. N.; COURY, D. V.; BICZKOWSKI, M. Impactos de um sistema de armazenamento de energia transportável no sistema de proteção de redes de distribuição. Em: CIGRE, XV Seminário Técnico de Proteção e Controle, Vitória, 2021.
- ❑ MOMESSO, A. E. C.; BARRA, P. H. A.; BARBALHO, P. I. N.; ASADA, E. N.; COURY, D. V.; VIEIRA, J. C. M.; OLESKOVICZ, M.; BICZKOWSKI, M. Impact Analysis of a Transportable BESS on the Short-Circuit Behavior in a Distribution System. In: 2020 IEEE PES General Meeting, Montreal, 2020.
- ❑ DIZIOLI, F. S.; BARRA, P. H. A.; MENEZES, T. S.; COURY, D. V. Esquema de proteção de microrredes utilizando um sistema multiagentes. Em: Encontro de Iniciação Científica e Tecnológica do IFSP, Araraquara, 2020.
- ❑ BARRA, P. H. A.; PESSOA, A. L. S.; MENEZES, T. S.; SANTOS, G. G.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M. Fault location in radial distribution networks using ANN and superimposed components. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, Gramado, 2019.
- ❑ PESSOA, A. L. S.; BARRA, P. H. A.; OLESKOVICZ, M.; ARDUINI, F. R.; MARTINS, P. E. T. Different responses of load models when facing short-circuits in a distribution system with intermittent distributed generation. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Bucharest, 2019.

- SANTOS, G. G.; MENEZES, T. S.; VIEIRA, J. C. M.; BARRA, P. H. A. An S-Transform based approach for fault detection and classification in power distribution systems. In: 2019 IEEE PES General Meeting, Atlanta, 2019.
- MOMESSO, A. E. C.; BARRA, P. H. A.; CAMPOS, G. P.; BARBALHO, P. I. N.; OLESKOVICZ, M.; COURY, D. V.; ASADA, E. N.; VIEIRA, J. C. M.; BICZKOWSKI, M. Análise Transitória da Conexão de um Sistema de Armazenamento de Energia Transportável em um Sistema de Distribuição. Em: CIGRE, XXV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 2019.
- BARRA, P. H. A.; SANTOS, G. G.; MACEDO JUNIOR, J. R. Reactive Power Compensation Analysis Based on IEEE Standard 1459 Power Definitions. Em: XIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, São Caetano do Sul, 2019.
- BARRA, P. H. A.; CAMPOS, G. P.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; BICZKOWSKI, M. Mobile Battery Energy Storage Systems Influence on Overcurrent Protection of Distribution Networks. Em: IEEE, SBSE 2018 – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Niterói, 2018.
- CAMPOS, G. P.; BARRA, P. H. A.; OLESKOVICZ, M.; FURLAN, R.; BICZKOWSKI, M. Energy Storage System Specification and Allocation for a Distribution System with Distributed Generation. Em: IEEE, SBSE 2018 – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Niterói, 2018.

MICRORREDES E PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS: ASPECTOS CONCEITUAIS

ESTE capítulo introduz os principais conceitos sobre MRs e proteção de sistemas elétricos. A apresentação desses fundamentos, conceitos e definições visa familiarizar o leitor com os principais tópicos da presente pesquisa. Algumas frações deste capítulo foram publicadas em Barra *et al.* (2020).

2.1 Microrredes: Conceitos e definições

Uma variedade de definições para a terminologia “microrrede” pode ser encontrada na literatura. Dentre essa variedade, duas definições difundidas são descritas na sequência. A primeira definição advém de um grupo de pesquisadores de um projeto de pesquisa e desenvolvimento para o departamento de energia dos Estados Unidos da América (DOE), enquanto a segunda advém do grupo de trabalho WG6.22 do *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ).

Uma MR é um grupo de cargas e recursos distribuídos de energia interconectados dentro de limites elétricos claramente definidos, atuando como uma porção única e controlável em relação à rede. Uma microrrede pode se conectar e se desconectar da rede, operando em modo conectado ou ilhado (TON; SMITH, 2012, p. 2, tradução nossa).

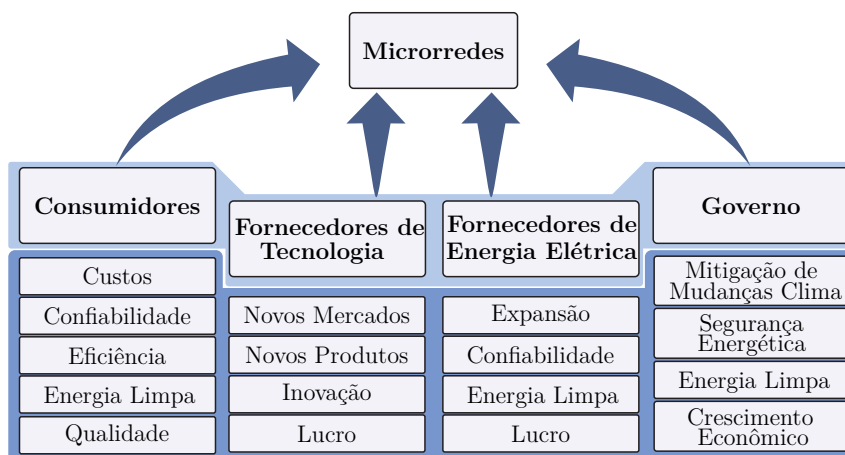
Microrredes são sistemas elétricos de distribuição que possuem cargas e recursos distribuídos de energia (como geradores distribuídos, sistemas de armazenamento ou cargas controláveis), podendo operar de forma controlada e coordenada, seja conectada com a rede principal ou de forma ilhada (MARNAY *et al.*, 2015, p. 2, tradução nossa).

A partir das definições supra postas, verifica-se que: i) é possível identificar claramente a parte do SD que compreende uma determinada MR; e ii) a MR pode operar de maneira conectada ou ilhada. Vale destacar que nenhuma dessas definições estabelece requisitos

quanto ao tamanho ou extensão da MR, nível de tensão, e quanto às características dos REDs, como tipo, forma de controle, tamanho, quantidade e localização dentro da MR.

Para Ton e Smith (2012), as MRs compreendem em um ponto-chave no contexto das redes elétricas inteligentes (do inglês, *smart grids*), para a melhoria da confiabilidade e qualidade do suprimento da energia, melhoria na eficiência do sistema elétrico, bem como fornecimento de uma possível independência da rede principal para os consumidores. Complementarmente aos benefícios citados, a Figura 1 traz motivações para a promoção das MRs para quatro grupos distintos da sociedade.

Figura 1 – Motivações para a implementação de microrredes divididas em grupos distintos de interesse.



Fonte: Adaptada de Romankiewicz *et al.* (2014).

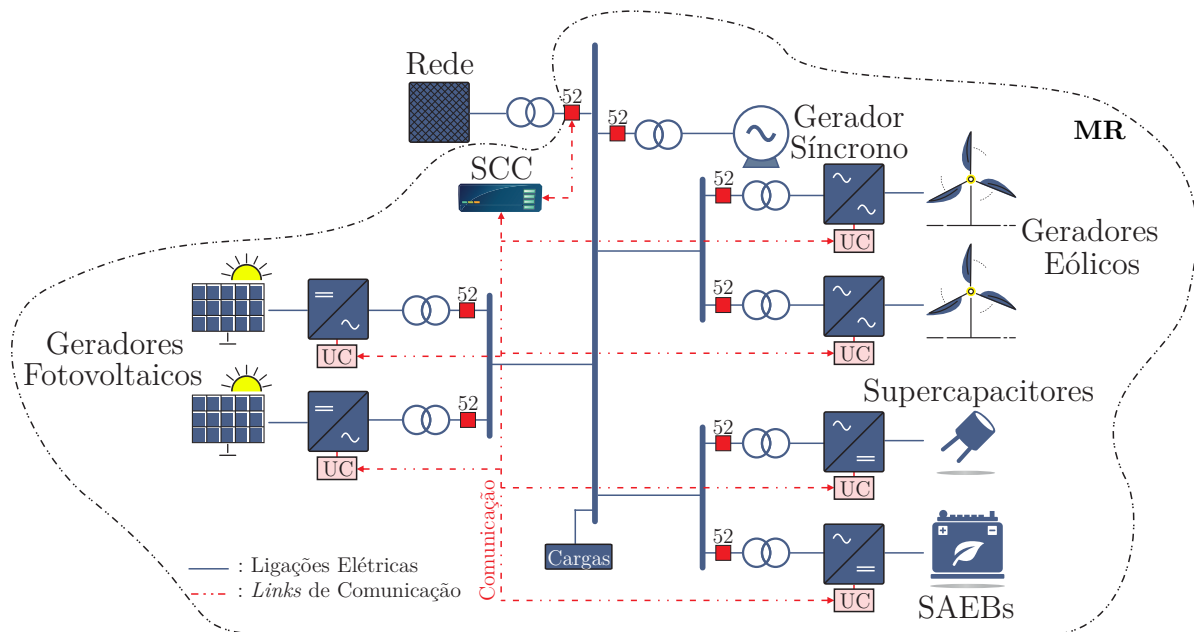
Em consonância com a Figura 1, vale destacar a crescente demanda dos consumidores por uma maior confiabilidade, eficiência e qualidade do suprimento da energia elétrica. Arelada com essa demanda, tem-se ainda uma exigência por menores custos. Os fornecedores de tecnologia, sobremaneira voltados para o ramo de comunicação e tecnologia da informação, possuem um importante papel para o desenvolvimento das MRs e várias oportunidades para inovar. Já os fornecedores de energia elétrica visam aspectos como expansão do fornecimento, aumento da confiabilidade e qualidade do sistema, bem como o lucro. No âmbito do governo, verifica-se a demanda por mitigação de mudanças climáticas, crescimento econômico e diversificação de sua matriz energética, com ênfase em energias renováveis.

2.1.1 Estrutura típica de microrredes CA

Conforme se ilustra na Figura 2, uma MR, tipicamente, consiste em um conjunto de elementos, como GDs (geradores fotovoltaicos, eólicos e diesel), SAEs (supercapacitores e baterias, por exemplo), uma infraestrutura de comunicação, cargas e um Sistema de Controle Central (SCC) (FU *et al.*, 2015; HADDADIAN; NOROOZIAN, 2017). O SCC

da MR pode ser alocado na subestação, por exemplo, tendo como principal atribuição o controle central e gerenciamento da MR. Esse sistema é composto de diferentes camadas hierárquicas de controle, em que a camada secundária de controle é composta pelos controles individuais, localizados nas cargas e fontes distribuídas (LOPES *et al.*, 2006). Para o gerenciamento e operação correta e confiável da MR, o SCC pode recorrer à infraestrutura de comunicação da MR. Adicionalmente, as MRs podem ser monofásicas ou trifásicas, conectadas em Média Tensão (MT) ou Baixa Tensão (BT) e podem operar de maneira conectada com a rede principal ou de forma ilhada (USTUN *et al.*, 2011). No que diz respeito à presença de REDs nas MRs, a Figura 3 destaca a predominância, no ano de 2017, de geradores a gás (CHP, do inglês *combined heat and power*), geradores diesel, geradores fotovoltaicos e eólicos e armazenadores de energia. Em uma projeção para o ano de 2027, embora exista uma mudança em proporções, estas fontes permanecem como componentes das MRs, como apontado em Navigant (2019).

Figura 2 – Ilustração de estrutura típica de uma microrrede.

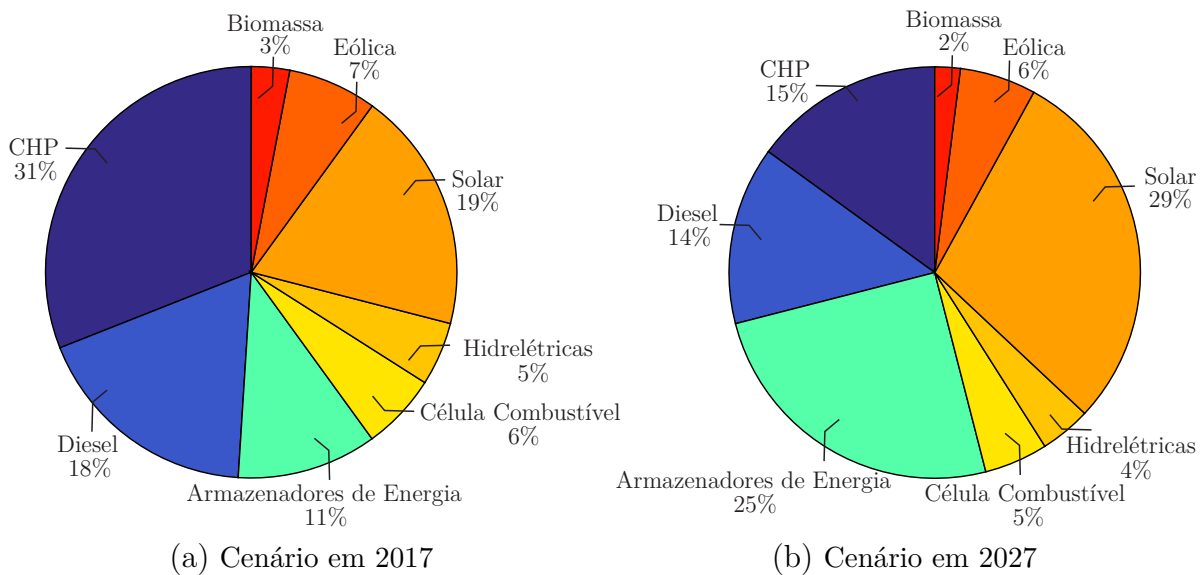


Fonte: Elaborada pelo autor.

2.1.2 Desafios na proteção de microrredes

Os SDs, tipicamente, são projetados em uma topologia radial. Adicionalmente, esses sistemas são caracterizados por um fluxo de potência unidirecional, ou seja, da geração para a carga. Não obstante, a topologia de uma MR pode ser mista, malhada ou radial, e seu fluxo de potência é bidirecional (CHE *et al.*, 2014). Esses e outros fatores (como a natureza intermitente de geradores fotovoltaicos e eólicos) podem implicar em caminhos mais complexos das correntes de curto-circuito e, conseqüentemente, prejudicar esquemas

Figura 3 – Comparativo de tecnologias utilizadas nas microrredes: Cenário em 2017 *versus* 2027.



Fonte: Adaptada de Navigant (2019).

clássicos de proteção. Alguns desafios para a proteção de MRs podem ser destacados: i) mudanças nas correntes de falta; ii) perdas de sensibilidade; e iii) atuações desnecessárias. Esses desafios são discutidos na sequência.

2.1.2.1 Mudanças nas correntes de falta

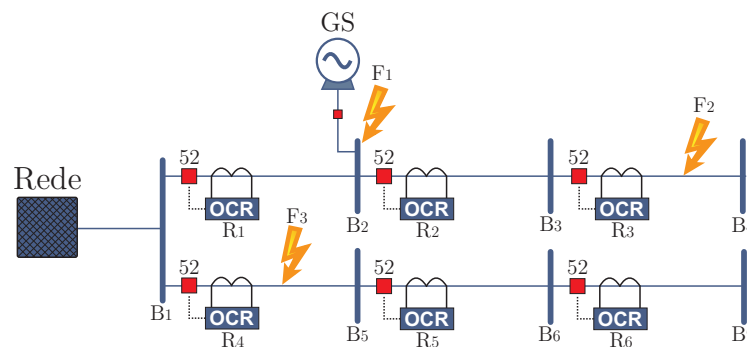
A corrente de curto-circuito depende das fontes existentes de geração. Em fato, os sistemas de transmissão e distribuição oferecem uma capacidade de curto-circuito muito superior da oferecida por pequenos GDs conectados às MRs. Por conseguinte, quando uma MR está operando em modo ilhado, a corrente de falta vista pelos dispositivos de proteção é bem menor do que aquela vista quando a MR está operando em modo conectado (MAHAT *et al.*, 2011). De forma adicional, as correntes de falta dependem do tipo, do modo de operação (ON/OFF), quantidade e localização dos GDs, bem como da topologia em operação da MR (MAHAT *et al.*, 2011; BARKER; MELLO, 2000; LIU *et al.*, 2017b).

2.1.2.2 Alteração na sensibilidade da proteção

A sensibilidade da proteção é alterada quando a corrente de falta vista pelo relé muda quando um GD é conectado, podendo ocasionar na não operação desse dispositivo. Esse tipo de questão pode ser exemplificada por meio da Figura 4. Quando a falta F_1 ocorre no sistema hipotético da Figura 4, a corrente vista pelo relé R_1 é reduzida devido à conexão do GD na barra B_2 (PAPASPILIOTOPOULOS *et al.*, 2017). Dessa forma, a corrente de *pickup* do relé R_1 pode não ser atingida, causando, portanto, um sub alcance desse relé. Em situações desfavoráveis, o relé R_1 pode não atuar para faltas localizadas no final

de sua zona de proteção. Por outro lado, para a falta F_2 , a corrente vista pelo relé R_2 é aumentada, devido à presença do GD na barra B_2 . Neste caso, o relé R_2 pode atuar erroneamente como proteção primária. Portanto, o relé R_2 poderia atuar para faltas que não estão em sua zona de proteção. Em ambos os casos (faltas F_1 e F_2), a sensibilidade de atuação dos relés R_1 e R_2 é alterada.

Figura 4 – Sistema elétrico hipotético.



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.1.2.3 Atuações desnecessárias

Uma situação de atuação desnecessária ocorre quando um relé de proteção conectado a um dado alimentador responde a uma falta localizada em um alimentador adjacente, devido à conexão de GDs. Para exemplificar essa categoria de evento, novamente lança-se mão da Figura 4. Para a falta F_3 , a contribuição advinda do GD pode ultrapassar a corrente de *pickup* do relé R_1 . Se isso ocorrer, dependendo dos ajustes de R_1 e R_4 , o relé R_1 pode atuar de forma desnecessária. Na literatura, esse tipo de evento é conhecido como “*false tripping*”. Outro exemplo de atuação desnecessária foi dado anteriormente, para a falta F_2 , em que o relé R_2 pode atuar, em situação hipotética, como proteção primária.

2.2 Proteção de sistemas elétricos: uma breve revisão

Mesmo em um novo contexto de modernização, nota-se um esforço crescente das concessionárias de energia elétrica para aprimorar a qualidade do serviço oferecido para as unidades consumidoras. No entanto, os sistemas elétricos defrontam-se com perturbações e anomalias que afetam diretamente os índices existentes e podem causar danos irreparáveis a equipamentos e pessoas. Segundo Caminha (1983), literatura clássica sobre proteção, dentre as prováveis situações de defeitos em um sistema elétrico estão:

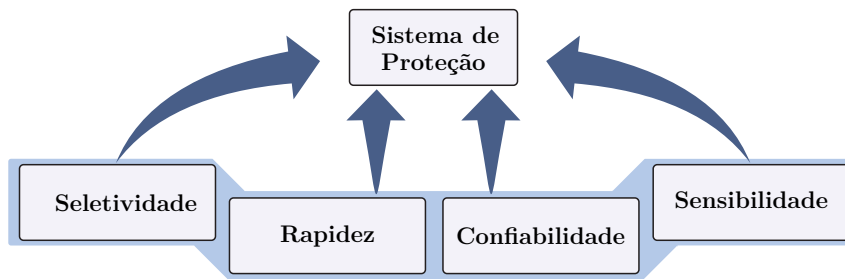
- Curtos-circuitos causados por aves, roedores, galhos de árvores e intempéries;
- Problemas relacionados com os isoladores de porcelana;

- ❑ Problemas relacionados com a isolação nos transformadores;
- ❑ Descargas atmosféricas;
- ❑ Surtos de chaveamentos, entre outros.

Ainda segundo Caminha (1983), essas situações podem acarretar uma possível redução da margem de estabilidade, danos aos equipamentos próximos à falta, explosões e em um efeito cascata. Diante do exposto, os sistemas de proteção apresentam-se como uma das opções existentes para a atenuação desses problemas e suas contraproducentes consequências.

Os sistemas de proteção consistem em um conjunto de filosofias e equipamentos, tendo por objetivo a rápida retirada de qualquer elemento, quando este sofre um curto-circuito, ou quando opera sob condição anormal, que possa causar danos para ele mesmo ou para o restante do sistema. A Figura 5 ilustra um conjunto desejável de características dos sistemas de proteção.

Figura 5 – Características desejáveis para os sistemas de proteção.



Fonte: Elaborada pelo autor.

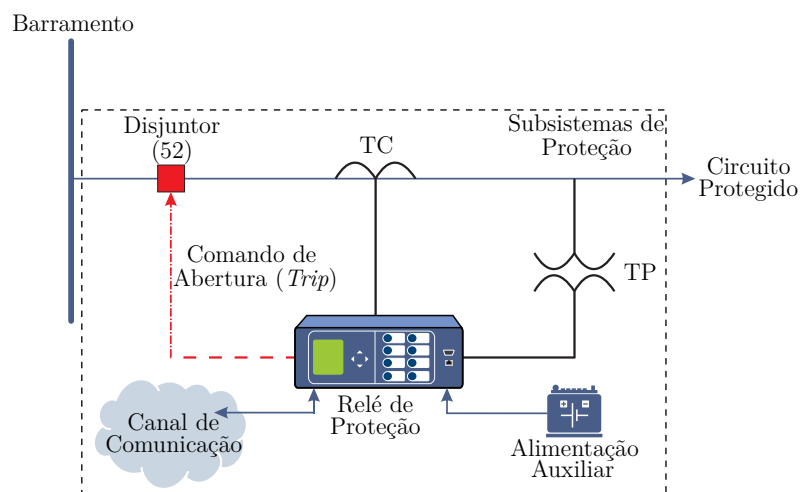
Acerca das características elencadas na Figura 5, Caminha (1983) define:

- ❑ Seletividade – é a capacidade da proteção detectar uma falta e retirar a menor porção possível do sistema elétrico. Adicionalmente, deve-se selecionar as condições em que uma atuação imediata é requerida e aquelas em que nenhuma atuação ou retardo é exigido;
- ❑ Rapidez – é uma das principais características de um sistema de proteção, pois a velocidade ou rapidez de ação na ocorrência de um curto-circuito pode diminuir a extensão do dano ocorrido ($\approx i^2t$), auxiliar a manutenção da estabilidade, manter a condição normal de operação para as outras partes do sistema, bem como diminuir o tempo de não suprimento dos consumidores;

- ❑ Confiabilidade – é a probabilidade de um sistema, equipamento ou componente em satisfazer sua função, ou seja, atuar de forma correta sob as condições esperadas e não operar indevidamente;
- ❑ Sensibilidade – é relacionada com a capacidade do sistema de proteção em responder às anormalidades conforme projetado, tendo certa correlação com o conceito de confiabilidade.

Apesar da associação de um sistema de proteção apenas com os relés, este consiste em vários subsistemas para o completo processo da detecção e remoção da falta (COURY *et al.*, 2007). A Figura 6 apresenta esses subsistemas, que consistem em: um disjuntor, Transformadores de Corrente (TCs), Transformadores de Potencial (TPs), o relé, um tipo de alimentação auxiliar e meios de comunicação.

Figura 6 – Subsistemas de um sistema de proteção.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O elemento disjuntor é o componente do sistema de proteção que, de fato, é designado para interromper o circuito elétrico (ANDERSON, 1998). Esses disjuntores são compostos por uma unidade de comando, sistema de acionamento e unidade de interrupção. Uma variedade de tipos para essas composições dos disjuntores podem ser encontradas, mas de modo geral, o disjuntor é operado quando energizada sua bobina de ação por um banco ou arranjo de baterias. O conjunto de baterias é responsável pelo fornecimento de energia ao sistema de proteção, sendo independente da linha ou sistema faltoso (PHADKE *et al.*, 1986).

Os transdutores (TPs e TCs) possuem a importante função de reduzir as magnitudes dos sinais de tensão e corrente para níveis aceitáveis para os relés, bem como para o acesso seguro do corpo técnico responsável. Segundo Coury *et al.* (2007), esses elementos reproduzem fielmente as grandezas observadas, dentro de certos limites. Vale destacar que alguns

valores para as tensões e correntes reduzidas são padronizadas, sendo corriqueiramente observados os valores de 1 ou 5 A para os TCs e 115 V para os TPs (ABNT, 2015a; ABNT, 2015b).

Por fim, tem-se o principal componente do sistema de proteção, qual seja, o relé. Neste elemento reside a lógica da filosofia de proteção adotada, ou seja, a partir de sinais de tensão e corrente, devidamente adequados pelos TPs e TCs, o relé é responsável por fechar os contatos entre o banco de baterias e a bobina de ação do disjuntor. Devido ao protagonismo/importância do relé entre os elementos presentes no sistema de proteção, uma descrição mais detalhada do mesmo será apresentada na sequência. Vale salientar ainda que, acerca da tecnologia construtiva dos relés, os mesmos podem ter característica eletromecânica, estática ou digital (HOROWITZ; PHADKE, 2008), e que devido ao escopo da presente pesquisa, os estudos estão direcionados para os relés digitais.

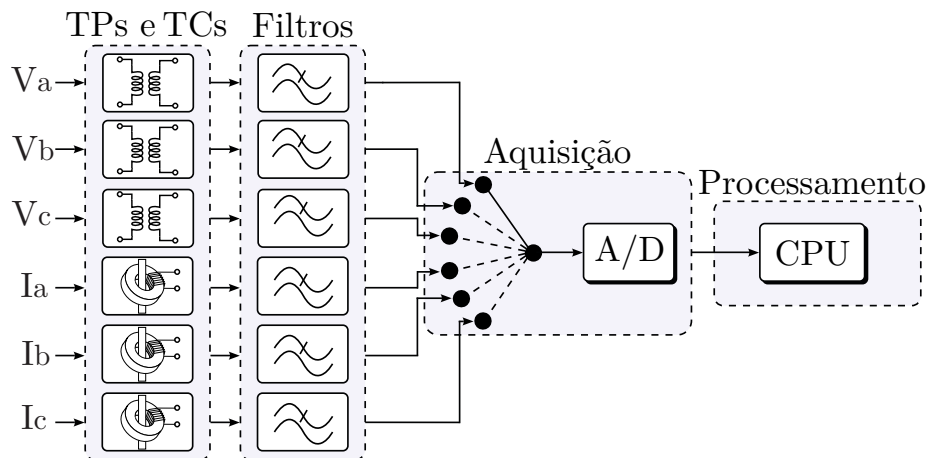
2.2.1 Relés digitais: Conceito e arquitetura

Segundo Coury *et al.* (2007), com a expansão dos sistemas de potência, surgiu a necessidade de sistemas de proteção mais confiáveis e com alto desempenho. Após o desenvolvimento e larga aplicação dos relés eletromecânicos e estáticos, o advento da tecnologia digital permitiu o desenvolvimento dos relés computadorizados, ou digitais. Em fato, o princípio de funcionamento desses novos relés é baseado nos relés convencionais. Todavia, os relés digitais são gerenciados por microprocessadores, que por meio de um *software* toma decisões com base nas entradas digitais. Algumas das vantagens dos relés digitais são destacadas por Phadke e Thorp (2009), bem como por Coury *et al.* (2007):

- ❑ Custo – o custo dos relés digitais decresce longo dos anos;
- ❑ Confiabilidade – a capacidade de auto-diagnose dos relés digitais, tanto de *software* quanto de *hardware*, gera confiabilidade para o sistema de proteção e o sistema elétrico como um todo;
- ❑ Integração Digital – cada vez mais se observa a tendência de digitalização dos sistemas empregados nas subestações. Logo, ao utilizar os relés digitais tem-se uma integração natural entre todos os ativos das subestações;
- ❑ Flexibilidade Funcional – os relés digitais podem ser programados para executar diversas funções, tais como medição, monitoramento, controle, localização de faltas, entre outras. Adicionalmente, o mesmo possui uma característica adaptativa intrínseca;
- ❑ Possibilidade de Implementação de Técnicas Inteligentes – a característica digital dos relés permite a implementação de ferramentas inteligentes, antes inimaginável considerando os relés convencionais.

Para que os benefícios destacados sejam alcançados, os relés digitais consistem de alguns subsistemas com funções bem definidas. A Figura 7 aponta resumidamente os principais subsistemas de um relé digital. Verifica-se que além dos TPs e TCs presentes nos sistemas elétricos, os relés digitais possuem transformadores auxiliares que adequam as tensões para os microprocessadores (± 10 V), realizando também a isolamento galvânica entre o sistema elétrico e o relé. Tem-se na sequência os filtros analógicos passivos (filtros *anti-aliasing*), cuja função é evitar o fenômeno de sobreposição de espectros. Após essa filtragem, tem-se o *Sample/Holder*, que amostra as entradas analógicas em um mesmo instante e disponibiliza os sinais ao multiplexador. A utilização de um multiplexador implica na necessidade de apenas um conversor A/D (Analogóico Digital) para todas as entradas analógicas. O conversor A/D, por sua vez, converte os sinais analógicos para a forma digital através de palavras digitais de vários *bits*, em intervalos definidos pela taxa amostral. Posteriormente, esses valores são armazenados e por meio do processador, faz-se a filtragem digital dos sinais para extração do componente fundamental. A partir disso, tem-se a execução dos cálculos e da lógica para a decisão da atuação e consequente abertura do disjuntor (COURY *et al.*, 2007).

Figura 7 – Arquitetura simplificada de um relé digital.



Fonte: Adaptada de Coury *et al.* (2007), Monaro (2013).

2.2.2 Relés de sobrecorrente

A utilização dos relés de sobrecorrente (ou, da função de sobrecorrente) compreende em uma das principais formas de proteger os elementos de um sistema elétrico, tais como transformadores, geradores, motores e linhas. O princípio de funcionamento desse tipo de relé baseia-se na comparação entre a corrente do sistema e um ajuste previamente estabelecido, amplamente conhecido como corrente de *pickup*. Caso a corrente medida seja maior que a corrente de *pickup*, um sinal de *trip* é emitido pelo relé para o disjuntor, que por sua vez secciona o sistema, isolando a falta. Os relés comerciais de sobrecorrente,

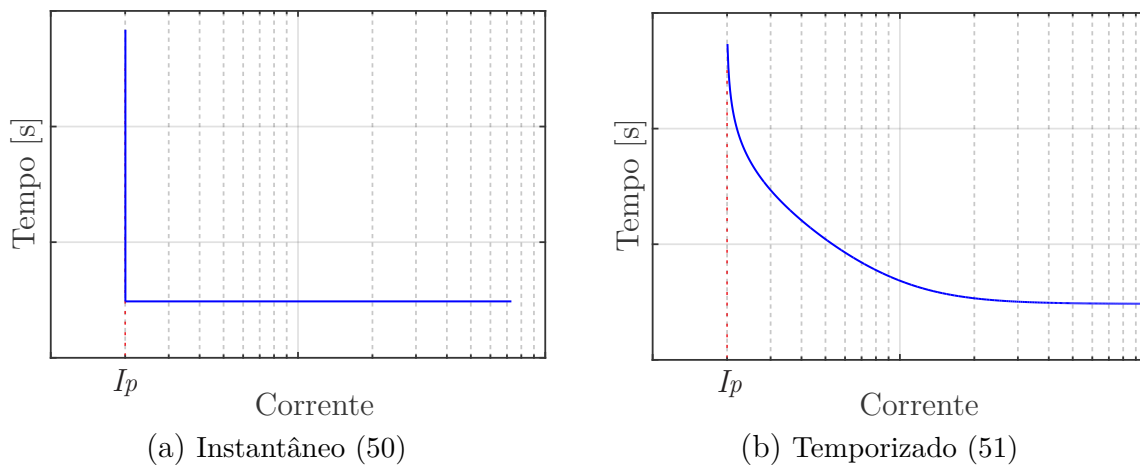
via de regra, podem operar com as funções instantânea ou temporizada, as quais são discutidas na sequência. Essas funções são padronizadas e largamente implementadas nos relés comerciais. Como exemplo de padronização/normatização, se pode citar a IEEE Std. C37.112-2018 (IEEE, 2019) e a IEC 60255-3 (IEC, 1989).

2.2.2.1 Característica de sobrecorrente instantânea

Conforme a IEEE Std. C37.112-2018 (IEEE, 2019), a função instantânea de sobrecorrente é definida pelo número 50. Esta função é utilizada para correntes de curto-circuito com magnitudes elevadas, eliminando-as instantaneamente e mitigando, portanto, os danos decorrentes dessas elevadas correntes. Ressalta-se que a atuação instantânea conta com um atraso atrelado ao processamento do relé e tempo de abertura do disjuntor, bem como o tempo de comunicação entre o relé e o disjuntor. Para tanto, Bhattarai *et al.* (2015), por exemplo, considera um atraso de 35 milissegundos nas atuações instantâneas.

O princípio de funcionamento da função instantânea de sobrecorrente é exemplificado na Figura 8a. Nota-se que esse relé não opera para correntes menores que I_p , pois o tempo de operação é infinito. Por outro lado, se a magnitude da corrente exceder o valor de I_p , o relé opera e então o disjuntor é aberto. Para ajustar a função instantânea, basta então determinar a corrente de *pickup* I_p .

Figura 8 – Característica do tempo de atuação de um relé de sobrecorrente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.2.2 Característica temporizada de sobrecorrente

A função temporizada de sobrecorrente é definida pelo número 51, segundo a IEEE Std. C37.112-2018 (IEEE, 2019). Nesse tipo de função, o tempo de atuação depende da magnitude da corrente, sendo que elevadas correntes implicam em um tempo menor de atuação. A característica do tempo de atuação em função da corrente é caracterizada na Figura 8b. Essa característica é conhecida na literatura como característica de tempo

inverso, e o relé, como relé de sobrecorrente de tempo inverso. Nota-se por meio da Figura 8b que uma curva é utilizada para determinar o tempo de atuação do relé em função de uma dada corrente. A determinação do estilo da curva a ser usada em um relé é o primeiro passo para o ajuste do mesmo, sendo que algumas curvas padronizadas podem ser encontradas na literatura. Vale destacar as curvas segundo o padrão europeu – IEC 60255–3 (IEC, 1989), e segundo o padrão norte-americano – IEEE Std. C37.112-2018 (IEEE, 2019). Na sequência, uma breve descrição é realizada acerca dessas curvas padronizadas.

No padrão europeu, a IEC 60255–3 (IEC, 1989) classifica as curvas de tempo inverso como: i) Normalmente Inversa; ii) Muito Inversa; iii) Extremamente Inversa; iv) Inversa Tempo–Curto; e v) Inversa Tempo–Longo. Essas modalidades de curvas são definidas de acordo com a Equação 2.1.

$$t = \frac{\kappa_1 \times DT}{(I_m/I_p)^{\kappa_2} - \kappa_3} \quad (2.1)$$

em que t é o tempo de atuação do relé, I_p e I_m são as correntes de *pickup* e a corrente medida pelo relé, DT é o dial de tempo (ou múltiplo de tempo) e as constantes κ_1 , κ_2 , κ_3 são dadas pela Tabela 1.

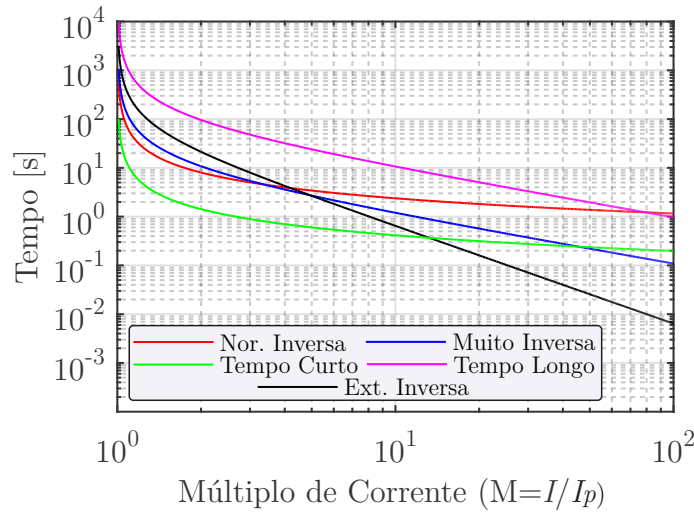
Tabela 1 – Valores de κ para a norma IEC 60255–3.

Tipo da Curva	κ_1	κ_2	κ_3
Normalmente Inversa	0,14	0,02	1,00
Muito Inversa	13,50	1,00	1,00
Extremamente Inversa	80,00	2,00	1,00
Inversa Tempo-Curto	0,05	0,04	1,00
Inversa Tempo-Longo	120,00	1,00	1,00

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 9 apresenta o comportamento do tempo de atuação, t , em função da razão I/I_p , denominada como múltiplo de corrente (M) para as possíveis curvas da IEC, considerando um dial de tempo (DT) de 0,8 segundos.

Figura 9 – Curvas características de tempo inverso da IEC 60255-3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, tem-se o padrão norte-americano que segue a norma IEEE Std. C37.112-2018 (IEEE, 2019). Essa norma classifica as curvas de tempo inverso como: i) Moderadamente Inversa; ii) Inversa; iii) Muito Inversa; e iv) Extremamente Inversa. Todas as curvas são definidas em conformidade com a Equação 2.2.

$$t = \left(\frac{k_2}{M^{k_3} - k_4} + k_1 \right) \times DT \quad (2.2)$$

em que k_1 , k_2 , k_3 e k_4 são definidas pela Tabela 2.

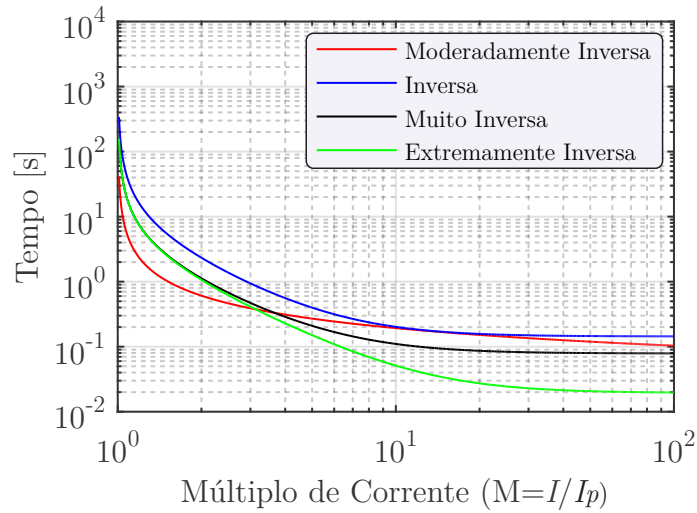
Tabela 2 – Valores de k para a norma ANSI.

Tipo da Curva	k_1	k_2	k_3	k_4
Moderadamente Inversa	0,0228	0,0103	0,0200	1,0000
Inversa	0,1797	8,9341	2,0938	1,0000
Muito Inversa	0,0982	3,9220	2,0000	1,0000
Extremamente Inversa	0,0243	5,6400	2,0000	1,0000

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 10 apresenta o comportamento do tempo de atuação, t , em função de M para as possíveis curvas elencadas na Tabela 2, considerando um dial de tempo (DT) de 0,8 segundos.

Figura 10 – Curvas características de tempo inverso da IEEE Std. C37.112-2018.



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.2.3 Característica direcional

Em algumas aplicações, torna-se imprescindível identificar a direção das correntes de falta. Logo, é possível apontar se uma determinada falta ocorre a jusante ou a montante de um relé específico, garantido que os relés atuem para faltas desejadas e mantenham-se bloqueados para faltas que não estão dentro de suas zonas de atuação. Para tanto, a direcionalidade se baseia na comparação dos ângulos de fase entre a tensão de polarização e a corrente. Nesse procedimento, diferentes tipos de ligações e ângulos (30°, 60° e 90°) podem ser empregados para a obtenção das tensões de polarização. É importante salientar que para a obtenção da característica direcional, os sinais de tensão e corrente são requisitados, por meio dos TPs e TCs (CAMINHA, 1983; PHADKE; THORP, 2009).

2.3 Proteção Adaptativa: Origem e Conceitos

A proteção adaptativa pode ser considerada como uma filosofia de proteção, em que o sistema de proteção busca ajustar-se em função de mudanças que venham a ocorrer no sistema elétrico, tais como variações de carga, chaveamentos, ou mudanças nas correntes de curto-circuito (PHADKE; THORP, 2009). Portanto, os ajustes dos relés de proteção devem mudar em função de modificações nas condições de operação do sistema no sentido de manter a eficácia da proteção. O conceito de proteção adaptativa não é novo, sendo este apresentado há mais de três décadas nos trabalhos de Horowitz *et al.* (1988) e Phadke *et al.* (1986). Horowitz *et al.* (1988) apresentaram resultados de uma investigação sobre as possibilidades da utilização de técnicas digitais para adaptar o sistema de proteção de

linhas de transmissão às mudanças do sistema elétrico. Phadke *et al.* (1986), por sua vez, apresentaram alguns exemplos relacionados com a proteção adaptativa e suas vantagens.

Verifica-se na literatura que os conceitos da proteção adaptativa foram aplicados inicialmente para a proteção de linhas de transmissão, todavia, notam-se ainda vários nichos para sua aplicação. Nos SDs, por exemplo, com a presença de GDs, utilização de SAEs, bem como a questão das MRs, apresentam-se como novos cenários que requerem esquemas modernos de proteção e novos estudos investigativos. Nota-se ainda que o termo proteção adaptativa é genérico, sendo que algumas subdivisões, em termos de aplicação, podem ser realizadas: algumas pesquisas aplicam a proteção adaptativa para a proteção de linhas de transmissão, outras em transformadores e outras em SDs e MRs. Apesar disso, verifica-se na atualidade um maior impacto de pesquisas relacionadas com a aplicação da proteção adaptativa no contexto dos SDs e/ou MRs. Essa afirmação é consubstanciada pela Tabela 3, onde se verifica que dentre os cinco artigos mais citados¹ relacionados com o termo “proteção adaptativa”, quatro estão relacionados com os SDs. Ao reduzir o espaço temporal de busca pelas pesquisas divulgadas nos últimos cinco anos (2018-2022)¹, esta tendência é ainda mais evidenciada, como ilustrado pela Tabela 4. Por fim, vale destacar que optou-se por explorar de forma breve nesse capítulo os conceitos associados à proteção adaptativa, visto que detalhes mais específicos da temática, considerando o cenário de MRs, são endereçados no Capítulo 3.

Tabela 3 – Os cinco artigos mais citados relacionados com proteção adaptativa (artigos com citação dos termos “*adaptive protection*” ou “*adaptive relaying*” nos títulos, palavras-chave ou resumos).

Posição	Referência	Citações	Contexto de SDs?
#1	Brahma e Girgis (2004)	571	✓
#2	Brown (2008)	359	✓
#3	Mahat <i>et al.</i> (2011)	334	✓
#4	Naduvathuparambil <i>et al.</i> (2002)	317	✗
#5	Chattopadhyay <i>et al.</i> (1996)	273	✓

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.4 Discussão

Este capítulo teve por objetivo apresentar aspectos conceituais importantes acerca das MRs e da proteção de sistemas elétricos, dando ênfase para a proteção padronizada baseada em medidas de corrente. Inicialmente, foram apresentadas algumas definições teóricas sobre MRs, bem como motivações para a implementação das mesmas. Na sequência, a estrutura típica de uma MR foi apresentada e alguns desafios voltados para sua proteção

¹ Dados atualizados no dia 12/06/2022 e extraídos da Scopus (SCOPUS, 2019).

Tabela 4 – Os cinco artigos mais citados nos últimos cinco anos relacionados com proteção adaptativa (artigos com citação dos termos “*adaptive protection*” ou “*adaptive relaying*” nos títulos, palavras-chave ou resumos).

Posição	Referência	Citações	Contexto de SDs?
#1	Alam <i>et al.</i> (2019)	94	✓
#2	Habib <i>et al.</i> (2018)	72	✓
#3	Lin <i>et al.</i> (2019)	63	✓
#4	Barra <i>et al.</i> (2020)	53	✓
#5	Ojaghi e Mohammadi (2018)	52	✓

Fonte: Elaborada pelo autor.

foram apontados. No que tange à proteção de sistemas elétricos, uma breve caracterização foi descrita, apontando as características e elementos que compõem um sistema típico de proteção. Devido ao contexto da presente pesquisa, algumas características dos relés digitais também foram apresentadas. Por fim, um detalhamento sobre as funções instantânea e temporizada de sobrecorrente foi realizado, considerando as padronizações das normas elaboradas pelo IEEE e pela IEC.

No próximo capítulo, uma junção dos tópicos apresentados neste capítulo poderá ser observada, tendo em vista que uma análise bibliométrica voltada para a proteção adaptativa, sob a perspectiva das MRs, estará em pauta. Ademais, no próximo capítulo, uma revisão abrangente dos métodos existentes na literatura também será apresentada.

UMA REVISÃO SISTEMÁTICA SOBRE PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE MICRORREDES

ESTE capítulo apresenta uma revisão sistemática da literatura sobre a proteção adaptativa de MRs e SDs com GDs. Apresenta-se ainda uma revisão sobre a pesquisa associada à proposição de novas curvas de proteção. Estratégias não adaptativas para a proteção de MRs também são brevemente discutidas. Uma análise bibliométrica sobre o tema também é brevemente apresentada. Ao fim do capítulo, uma tabela comparativa sumariza as principais publicações da área e a pesquisa realizada nesta tese. Grande parte deste capítulo, juntamente ao Apêndice A, foi publicado em Barra *et al.* (2020).

3.1 Uma visualização baseada em dados sobre o tema

Uma análise bibliométrica abrangente sobre o tema de proteção de MRs e SDs com GDs foi realizada durante esta pesquisa, sobretudo, com ênfase em pesquisas que empregaram estratégias adaptativas. Esse tipo de análise apresenta um grande potencial de fornecer uma visualização baseada em dados acerca de um determinado nicho de pesquisa, sendo possível observar, por exemplo, tendências de pesquisa e projetar temas promissores (BARRA *et al.*, 2020; BARRA *et al.*, 2021). Durante o desenvolvimento desta tese, um método de análise bibliométrica foi estabelecido e diversos resultados foram obtidos. O método citado acima, bem como as principais discussões derivadas das análises, são apresentadas convenientemente no Apêndice A. Neste ponto da tese, apresenta-se apenas a Figura 11, que mostra uma rede bibliométrica com as palavras-chave mais utilizadas pelos pesquisadores ao longo do tempo. Nesta rede, quanto maior o diâmetro dos círculos de uma determinada palavra-chave, mais vezes essa palavra-chave foi utilizada pelos pesquisadores em seus artigos. Em contrapartida, quanto mais espessa a linha de interligação entre os nós, mais

correlatos. Com o objetivo de apresentar uma discussão organizada, os trabalhos foram subdivididos em dois grandes tópicos, quais sejam: i) abordagens baseadas em inteligência computacional; e ii) outras abordagens adaptativas. Vale notar que no primeiro tópico, faz-se uma nova divisão em subgrupos, com trabalhos baseados em Redes Neurais Artificiais (RNAs), *fuzzy*, meta-heurísticas, multiagentes, e outras abordagens baseadas em inteligência computacional. Estas subdivisões visam apenas fornecer uma melhor organização, em que os leitores podem buscar abordagens de seu interesse. Em momento oportuno, o presente capítulo também discute outras formas encontradas na literatura para a proteção de MRs, sem recorrer a uma estratégia adaptativa. Por fim, apresenta-se ainda uma tabela que sumariza de forma crítica os principais trabalhos, indicando similaridades, lacunas de pesquisa e situando a pesquisa realizada nesta tese em relação à literatura existente.

3.2.1 Abordagens baseadas em inteligência computacional

3.2.1.1 Abordagens baseadas em RNAs

Um novo esquema de proteção adaptativa que integra estratégias para a localização de faltas e a coordenação de relés foi proposto por Zayandehroodi *et al.* (2012). Os autores desenvolveram um método para a localização automática de faltas utilizando uma rede neural com base radial (RBFNN) em dois estágios. A distância das faltas em relação às fontes de geração é determinada, e então a linha faltosa é identificada. Posteriormente à localização da falta, utiliza-se o *backtracking algorithm* para a coordenação do sistema de proteção. Simulações foram conduzidas via *software* DIGSILENT, e os resultados indicaram que o esquema proposto foi hábil para identificar as linhas em falta e coordenar os relés em um SD com GDs. Essas simulações consideraram os quatro tipos de faltas (FFF, FF, FFT e FT). Finalmente, os autores mencionam que os resultados obtidos foram vantajosos quando comparados com outros estudos que utilizam redes neurais com a arquitetura multicamadas, como os trabalhos de Rezaei e Haghifam (2008) e Javadian *et al.* (2009).

Estratégias para a proteção de sobrecorrente para SDs com GDs e limitadores de corrente de falta (LCFs) foram exploradas por Tang e Yang (2017). Na abordagem proposta, os relés com habilidades de comunicação podem determinar seus próprios ajustes a partir da operação de árvores de decisão e RNAs. As simulações realizadas no *software* DIGSILENT avaliaram diferentes cenários, como o SD com e sem os GDs, com e sem os LCFs, diferentes perfis de cargas e topologias. A partir das simulações realizadas, a eficiência e precisão da estratégia proposta foi verificada para os cenários investigados.

Lin *et al.* (2019) apresentaram um esquema adaptativo baseado em regras combinado com uma metodologia de aprendizado de máquinas. Nesse estudo, os elementos de incerteza das MRs foram analisados quantitativamente utilizando coeficientes de correlação de Pearson. Desse modo, um modelo híbrido que emprega RNAs e máquina de vetores de suporte foi proposto para o reconhecimento dos estados da MR. Baseando-se nisto, as

configurações da proteção podem ser automaticamente reconfiguradas para garantir a confiabilidade de sua operação. As simulações realizadas via DIGSILENT indicaram a eficácia do método proposto para dois sistemas testes diferentes.

Em Hatata *et al.* (2022b), um esquema adaptativo de proteção de MRs foi proposto baseado em RNAs convolucionais e técnicas de otimização. Nesse artigo, as medidas de correntes e tensões são processadas e transformadas em imagens multidimensionais, que posteriormente, são utilizadas para fins de reconhecimento de padrões. Uma técnica de otimização é empregada para obter as arquiteturas e parâmetros otimizados para as RNAs. Um ponto limitador da proposta é o requisito de monitoramento em todas as barras das MRs utilizando *Phasor Measurement Units* (PMUs), sendo a proposta também limitada à detecção, classificação e localização das faltas de modo *offline*.

3.2.1.2 Abordagens baseadas em meta-heurísticas

Papaspiliotopoulos *et al.* (2015) apresentaram um estudo acerca de métodos para a obtenção de uma coordenação otimizada entre os relés de sobrecorrente em esquemas de proteção adaptativa. Esse estudo utilizou o Particle Swarm Optimization (PSO) e o algoritmo KNITRO para otimizar a coordenação. Simulações foram realizadas no *Real-Time Digital Simulator* (RTDS) e a eficiência dos métodos propostos foi avaliada em SDs com alta penetração de GDs. Da mesma forma, um esquema de proteção adaptativa para responder às mudanças topológicas da rede foi proposto por Atteya *et al.* (2017). Nesse estudo, uma versão modificada do PSO foi destacada como solução para os problemas de coordenação para os cenários realizados na pesquisa sob o contexto de SDs modernos. O esquema proposto mostrou-se eficaz para os cenários propostos, que englobaram desconexões de GDs e linhas.

Uma ideia de proteção adaptativa por meio da formulação do problema de coordenação utilizando o algoritmo de otimização da colônia de formigas (ACO) foi apresentada por Shih *et al.* (2015). Nesse estudo, os autores introduzem um esquema de proteção adaptativa, buscando por soluções alternativas para a coordenação da proteção em SDs. Para avaliar os resultados, o desempenho do Algoritmo Genético (AG) foi utilizado como referência para comparação, onde se verifica que o ACO possui melhor convergência e rapidez para os testes realizados. Por fim, os resultados obtidos indicaram que a média total do tempo de operação, a sensibilidade e a seletividade dos relés foram melhoradas, considerando-se também contingências do tipo $n - 1$.

Em Singh *et al.* (2016), um esquema adaptativo de coordenação da proteção para SDs foi apresentado. Baseado nas mudanças topológicas do sistema, as configurações dos relés de sobrecorrente, bem como as configurações da Zona 2 dos relés de distância são atualizadas. A seleção dos novos ajustes foi baseada nos ajustes pré-otimizados e inseridos nos grupos de configurações existentes nos relés. A seleção *online* dos parâmetros dos relés foi realizada por meio de um algoritmo de proteção adaptativa baseado em sistemas *fuzzy*.

Para a busca de configurações ótimas para a proteção, utilizou-se o algoritmo diferencial de busca (DSA). Vários cenários foram analisados através de simulações computacionais no RSCAD, demonstrando que a abordagem proposta mostrou-se flexível para a manutenção da coordenação entre os relés de distância e sobrecorrente.

Investigações realizadas em Shih *et al.* (2017) indicaram a mitigação do impacto dos GDs na coordenação de relés direcionais de corrente, por meio de um esquema de proteção adaptativa baseada no algoritmo de evolução diferencial (DEA). Os autores destacam a utilização desse algoritmo para estudos de coordenação pois ele tem sido eficiente para aplicações em diversas áreas do conhecimento (DAS; SUGANTHAN, 2011; DAS *et al.*, 2016). Os autores ainda destacam o estudo conduzido por Alam *et al.* (2015), que traz um comparativo entre o AG, PSO, DEA, busca harmônica (HS) e o algoritmo de busca otimizada (SOA), elencando o DEA como o melhor entre os cinco algoritmos para os estudos de coordenação realizados. O esquema proposto por Shih *et al.* (2017) utilizando o DEA apresentou vantagens em relação à coordenação automática *online*, cumprimento dos requisitos de seletividade, além de uma melhoria geral na sensibilidade da proteção.

Um esquema de proteção adaptativa que engloba simulações em tempo real, proteção com multi-funções, controle centralizado, bem como cálculos otimizados para a proteção foi proposto por Papaspiliotopoulos *et al.* (2017). O esquema baseia-se na determinação de grupos de ajustes otimizados para os relés e no consequente ajuste automático desses grupos pelos próprios relés. Os autores empregaram dois *solvers*, Ipopt e Baron, para a obtenção dos ajustes otimizados. Simulações foram realizadas no RSCAD, considerando dois SDs com a integração de GDs para testes, indicando a eficiência da solução proposta.

Alam *et al.* (2019) propuseram um esquema adaptativo de proteção para MRs utilizando micro-PMUs e relés direcionais de sobrecorrente. Nesse estudo, as medições adquiridas pelos PMUs em diferentes barras do sistema são utilizadas para estimar a topologia da MR, a potência dos GDs e o *status* do ponto de acoplamento comum. Desse modo, se alguma mudança significativa na MR for identificada, os ajustes da proteção são atualizados. O problema de coordenação da proteção neste trabalho foi formulado como um problema de otimização e solucionado através de *toolboxes* de *solvers* de otimização conhecidos. Por fim, a estratégia proposta foi validada em uma MR de 7 barras, derivada do sistema do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) de 14 barras.

Em Dorosti *et al.* (2022), um esquema adaptativo de proteção para MRs foi proposto considerando níveis otimizados de penetração de recursos fotovoltaicos. Diversas simulações foram realizadas no *software* DIgSILENT para a obtenção dos cenários de simulação. Para fins de otimização, o algoritmo NSGA-III foi empregado e comparado com outros algoritmos de otimização. Embora a proposta esteja relacionada ao esquema de proteção, o estudo dirige grandes esforços na otimização da capacidade dos geradores fotovoltaicos e sua localização. Por fim, deve-se salientar que os estudos avaliaram apenas o modo de operação conectado à rede, limitando a aplicação da proposição em modo ilhado.

3.2.1.3 Abordagens baseadas em lógica fuzzy

Naily *et al.* (2017) apresentaram um esquema de proteção adaptativa *online* baseado em sistemas *fuzzy*, que atualiza e otimiza a coordenação da proteção a partir de variações topológicas na rede. O algoritmo depende de alguns parâmetros, como o *status* do disjuntor do alimentador principal e o fluxo de potência de pré-falta da rede. Por meio de simulações realizadas via o *software* ETAP, os resultados mostraram duas principais consequências da inserção dos GDs em SDs: a alteração na sensibilidade da proteção e as atuações desnecessárias. Os autores também mostram que esses impactos dependem da capacidade e localização dos GDs. Por fim, os resultados obtidos sugeriram que a abordagem adaptativa proposta levou a uma correta coordenação para os cenários estudados (somente faltas FFF). Outros estudos com abordagens similares foram publicados pelo mesmo grupo de pesquisa em Naily *et al.* (2017) e Naily *et al.* (2018).

Uma estratégia de proteção numérica com configurações adaptativas considerando a natureza estocástica dos GDs foi sugerida em Kumar e Srinivasan (2018). Nessa estratégia, os autores utilizam da inferência *fuzzy* em paralelo com o AG para determinar as configurações apropriadas dos relés em relação à corrente. Por outro lado, um algoritmo heurístico é utilizado para calcular os ajustes de tempo dos relés. O algoritmo proposto foi testado em um SD alimentado por diferentes tipos de GDs. Algumas simulações foram realizadas no Simulink, considerando diferentes condições de operação da rede e diferentes tipos de falta. Os resultados mostraram a habilidade da proposta em encontrar configurações otimizadas com tempos minimizados de atuação.

Momesso *et al.* (2019) apresentaram um sistema adaptativo de proteção baseado em lógica *fuzzy* para ajuste das correntes de *pick-up* de relés de sobrecorrente e curvas de proteção de tensão/corrente. Para tanto, os autores consideraram duas variáveis para criação da regra de inferência *fuzzy*: a corrente de pré-falta e a variação de corrente. Essas variáveis de entrada derivam diversos conjuntos de corrente de *pick-up*. Simulações foram feitas no ATP-EMTP considerando o sistema do IEEE de 13 barras com a integração de GDs. A abordagem proposta foi testada considerando diferentes tipos e resistências de falta. Como a proposta foi direcionada aos SDs, nenhuma investigação foi realizada considerando casos de operação ilhada.

Em Samuel e Shet (2021), um esquema adaptativo de sobrecorrente para a proteção de SDs com GDs foi apresentado. No esquema proposto, os ajustes são determinados utilizando o sistema *fuzzy*, em que as curvas padronizadas de proteção são empregadas. Para obter os ajustes via sistema *fuzzy*, são requeridas como entradas do processo as correntes de linha, as variações de corrente, e as potências dos GDs. Validações foram conduzidas considerando dois sistemas testes, todavia, com uma quantidade bem limitada de casos de faltas. Para os casos analisados, a proposta se mostrou eficaz. Como a proposição considerou SDs com GDs, a operação ilhada não foi investigada.

3.2.1.4 Abordagens baseadas em sistemas multiagentes

Um esquema de proteção adaptativa para MRs baseado em sistemas multiagentes foi desenvolvido em Nascimento e Rolim (2013) utilizando o ambiente JADE. No trabalho destaca-se que as principais tarefas da estratégia proposta dizem respeito à modificação das características dos relés no sentido de adaptar-se às mudanças do sistema, de forma *offline*, e eliminar as faltas, de forma *online*. As faltas simuladas via o *software* PSCADTM/EMTDCTM foram utilizadas para definir os parâmetros dos agentes, bem como para validar o sistema multiagente proposto. Em George e Ashok (2015) ressalta-se que parâmetros previamente existentes nos relés não são hábeis para atuar de maneira devida quando o SD integra-se com GDs. Como uma possível solução, o estudo também propôs uma proteção adaptativa baseada em multiagentes. Com base em simulações computacionais no *software* ETAP, os autores também evidenciaram: variações na corrente de falta em função do *status* dos GDs, problemas relacionados com a coordenação, alterações na sensibilidade da proteção e a bidirecionalidade do fluxo de potência.

Um esquema de proteção e controle baseado em multiagentes foi proposto por Liu *et al.* (2017b). O esquema teve por objetivo lidar com a questão das diversas condições operacionais possíveis em um SD integrado com GDs. Tomando-se como base a cooperação entre os relés e o controle de GDs, a proteção adaptativa juntamente com um algoritmo para controle são desenvolvidos no conversor de uma turbina eólica no sentido de limitar a influência desta na corrente de falta. Com base em simulações em laço fechado, condições operacionais, tais como variações topológicas do sistema e *status* do gerador foram avaliadas. Considerando os casos estudados, a viabilidade da estratégia proposta foi verificada.

Sob um contexto de MRs integradas com geradores fotovoltaicos, Faria *et al.* (2018) evidenciou a viabilidade da aplicação de sistemas multiagentes para a proteção adaptativa. Definindo agentes para o carregamento, para o ponto de acoplamento comum do GD, para o relé e para o disjuntor, os autores apresentaram simulações realizadas no RTDS, indicando resultados positivos para os casos abordados: presença/ausência do GD e algumas variações na resistência de falta. Considerando um esquema descentralizado de comunicação, uma proposta para proteção adaptativa baseada em multiagentes foi apresentada em Daryani e Karkevandi (2018). Nessa abordagem, considerou-se que todo relé tem inteligência suficiente para dinamicamente calcular e atualizar suas configurações baseando-se na identificação do modo de operação da rede (conectada ou ilhada). Todos os relés são considerados como agentes inteligentes, sendo que eles consistem em três subagentes: medição, comunicação e operação. O subagente de medição foi responsável pela aquisição dos sinais de tensão e corrente na localidade dos relés, responsável também por enviar essas medições para o subagente de operação. O agente de operação, no que lhe concerne, recebeu os sinais de todos os agentes de medição, agentes dos GDs e agente do ponto de acoplamento comum, utilizando essas informações para detectar o modo de operação da MR. Simulações foram realizadas no *software* Simulink considerando alguns casos,

sendo que os resultados indicaram que as configurações dos relés foram apropriadamente adaptadas para os casos investigados.

Sampaio *et al.* (2020) apresentaram um sistema integrado de *self-healing* e proteção adaptativa para SDs com GDs, baseando-se em sistemas multiagentes. A proposta visa minimizar os impactos causados por ações de restauração de redes na proteção de SDs. A proteção baseia-se nas funções padronizadas de sobrecorrente, utilizando diferentes grupos de ajustes e desativando funções em situações específicas. O sistema multiagentes foi desenvolvido utilizando a plataforma PADE (*Python Agent Development framework*), considerando cinco tipos diferentes de agentes. Testes foram realizados com diferentes casos, todavia, com uma variação limitada em relação aos tipos de falta e resistências de falta, não descritas no trabalho. Nos casos investigados, a estratégia proposta mostrou-se eficaz.

Em Aazami *et al.* (2022), um esquema de proteção adaptativa baseado em multiagentes também foi proposto. Nesse esquema, os ajustes dos relés são calculados utilizando o teorema de superposição. Para tanto, os agentes são utilizados para detectar os impactos da MR nos ajustes, cuja comunicação se dá por meio de protocolo baseado na IEC-61850. Na proposição, cada equipamento da MR pode ser selecionado como um agente e assistir na atualização dos ajustes. Diferentes casos foram simulados no Simulink, considerando faltas trifásicas com resistência fixa de 1Ω . O esquema proposto conseguiu detectar corretamente as faltas simuladas, no entanto, com um tempo consideravelmente elevado de atuação.

Um esquema adaptativo sob o contexto de SDs com a integração de GDs foi proposto por Ataei e Gitizadeh (2022). O esquema, baseado em sistemas multiagentes, emprega relés direcionais de sobrecorrente com característica instantânea de atuação como agentes. Desse modo, apenas as correntes de *pick-up* precisam ser ajustadas dinamicamente. A estratégia conta ainda com um esquema de proteção de retaguarda, empregando diferentes grupos de ajustes. Para simular o funcionamento da proposição, os autores realizaram uma integração entre o JADE e o Simulink. Alguns casos foram considerados nas simulações, onde resultados positivos foram encontrados. Não obstante, os autores analisaram uma quantidade limitada de situações faltosas e cenários de operação, não investigando também a operação ilhada de maneira detalhada.

3.2.1.5 Abordagens baseadas em outros algoritmos de inteligência computacional

Um método que emprega árvores de decisão após cada falta para garantir a coordenação da proteção foi desenvolvido por Hosseini *et al.* (2018). Os autores mencionam que incertezas na topologia da MR, nos sistemas de proteção e canais de comunicação são variáveis que podem afetar a coordenação da proteção. Considerando esse problema, o método proposto faz com que a proteção adaptativa tome decisões considerando a topologia da MR e também a probabilidade da correta operação do sistema de proteção e dos canais de comunicação. Adicionalmente, os autores enfatizam que as árvores de decisão são utilizadas

de maneira *online*, não sendo necessário armazenar uma quantidade considerável das configurações de maneira *offline*.

Ojaghi e Mohammadi (2018) afirmam que muitas das publicações recentes relacionadas com a proteção adaptativa são baseadas nos grupos de ajustes disponíveis nos relés comerciais (em geral, limitado entre 2 e 8). Todavia, essa quantidade disponível de grupos de configurações é bem menor do que as possibilidades de topologias dos sistemas atuais. Diante dessa questão, os autores propuseram uma técnica de clusterização baseada em *k-means* para classificar as topologias dentro de alguns *clusters*, cujo número de *clusters* seja igual ao número de grupos de configurações disponíveis no relé (o limite de 4 grupos de ajustes foi adotado). Nesse estudo, por exemplo, as 21 topologias possíveis foram reduzidas a 4 grupos de configurações para os relés. Vale destacar que para cada *cluster*, as topologias são parecidas no que tange à coordenação dos relés. Para a obtenção de ajustes otimizados, os autores utilizaram programação linear devido à sua simplicidade e certeza de obtenção do ótimo global. Os estudos mostram que utilizando da técnica proposta, a coordenação foi preservada diante de todas as topologias consideradas com tempos de atuação consideravelmente pequenos.

De modo semelhante, em Zuluaga *et al.* (2021) foi apresentada uma abordagem adaptativa para a proteção de MRs fazendo uso dos grupos de ajustes presentes nos relés comerciais. Na abordagem proposta, três diferentes algoritmos de clusterização foram empregados com o objetivo de ter uma quantidade reduzida de grupos de ajustes, quais sejam: *k-means*, SOM e algoritmo hierárquico. Para a validação da abordagem, várias situações faltosas foram simuladas no *software* DIGSILENT. Durante as simulações, o trabalho apontou que para os 16 cenários considerados, seriam necessários no mínimo quatro grupos de ajustes para garantir a coordenação da proteção.

3.2.2 Outras abordagens adaptativas

Liu *et al.* (2012) apresentaram um esquema de proteção adaptativa baseado em informações locais, não sendo necessário, portanto, de um sistema de comunicação. Os autores adotaram relés direcionais de sobrecorrente para o esquema proposto, cujas configurações são atualizadas frente às mudanças na rede, como modos de operação e desconexão de GDs. Da mesma forma que em outros estudos, as configurações dos relés são calculadas *offline* e atualizadas de modo *online*. Simulações envolvendo faltas simétricas foram realizadas no *software* DIGSILENT, cujos resultados indicaram que a metodologia proposta foi efetiva para os cenários investigados.

Um esquema de proteção adaptativa baseado em tensão para SDs com GDs foi proposto em Ma *et al.* (2013). Nesse estudo, os *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) são usados para adquirir, em tempo real, as medidas de tensão e corrente, assumindo uma comunicação facilitada entre esses elementos. O esquema proposto é baseado nas diferenças de fase da tensão e da corrente de pré e pós-falta. A partir de simulações no *software*

PSCADTM/EMTDCTM, o esquema proposto foi testado e mostrou vantagens em relação aos esquemas tradicionais baseados em tensão para os seguintes casos: diferentes tipos de falta, diferentes locais de falta, presença e ausência do GD, bem como variações na potência gerada pelo GD.

Investigações foram realizadas em Hussain *et al.* (2013) no sentido de evidenciar o fenômeno de perda de coordenação entre religadores e fusíveis em SDs com a inserção de GDs. Em fato, na ocorrência de faltas temporárias, uma coordenação adequada entre um religador e um fusível, pode evitar a queima dos fusíveis. Não obstante, devido às limitações dos religadores, a técnica conhecida como “*fuse saving*” pode não ocorrer na presença de GDs. Diante disso, esse estudo apresentou uma estratégia para garantir que os fusíveis não queimem nesse novo cenário e sob as condições mais desfavoráveis. Os resultados das simulações realizadas indicaram que as configurações selecionadas de forma adaptativa foram adequadas, focando em poupar a queima dos fusíveis.

Laaksonen *et al.* (2014) demonstraram em seu estudo, primeiramente, a necessidade de adaptações da proteção frente às mudanças topológicas da rede e inserção de GDs. Em um segundo momento, o estudo seguiu na direção de propor um esquema de proteção adaptativa para uma MR situada em uma ilha finlandesa. Essa proposta baseou-se em um sistema centralizado de controle, operando e analisando em tempo real os dados recebidos dos IEDs considerando a IEC-61850. Alguns cenários foram testados por meio de simulações, sendo que os autores propuseram a instalação desse esquema como trabalho futuro, ou seja, visando demonstrações práticas.

Um sistema de proteção adaptativa de sobrecorrente que configura de forma automática os ajustes dos relés de sobrecorrente foi apresentado em Coffele *et al.* (2015). O esquema proposto calcula e realiza os ajustes em tempo real, o que diferencia a proposta das demais, que calculam previamente os ajustes. Para tanto, existe a necessidade de um gerenciamento ativo da rede elétrica, além de um sistema de comunicação, baseado, por exemplo, no protocolo da IEC-61850. Simulações foram realizadas no RTDS para alguns cenários, como mudanças no nível de curto-circuito, operação ilhada, mudança na topologia da rede, conexões e desconexões de GDs sob faltas bifásicas e monofásicas. Por meio da comparação com a proteção de sobrecorrente convencional, os autores verificaram uma diminuição na quantidade de operações errôneas e no tempo médio de atuação.

Bhattarai *et al.* (2015) propuseram um esquema de proteção adaptativa baseado em comunicação e informações locais. Nesse estudo, mudanças locais, como a entrada/saída de GDs implicam em reconfigurações nos relés, enquanto mudanças topológicas e alterações entre o modo ilhado e conectado, requerem que os ajustes sejam realizados por um sistema centralizado. Por meio de simulações computacionais via o RTDS, o esquema se mostrou eficaz, anulando problemas como *protection blinding* e atuações desnecessárias.

Uma estratégia para proteção adaptativa e coordenação entre os relés que considera a característica dinâmica dos GDs foi proposta por Ates *et al.* (2016a). Os estudos realizados

englobam vários cenários e esquemas possíveis de proteção, intitulados de: proteção convencional, semi-adaptativa e adaptativa. As simulações computacionais realizadas via Simulink indicaram que o método de proteção adaptativa proposto obteve melhor desempenho frente aos demais métodos em ambos os modos (conectado ou ilhado) e frente às variações dos GDs. Um estudo semelhante foi realizado pelos mesmos autores considerando um SD mais compacto (ATES *et al.*, 2016b).

Sitharthan *et al.* (2016) apresentaram um esquema de proteção adaptativa para MRs com GDs baseados em inversores. O esquema proposto provém uma proteção adequada para os modos de operação das MRs, utilizando também religadores automáticos, que em caso de faltas temporárias, proporcionam uma recuperação mais rápida da falta. A estratégia recorre a um centro de controle para existir comunicação entre os relés e os GDs. Simulações foram realizadas no PSCADTM/EMTDCTM considerando os modos ilhado e conectado da MR, e os resultados indicaram que a proposta apresentou um desempenho adequado.

Em Swathika e Hemamalini (2016) foi proposto um sistema central de proteção para MRs. O referido sistema tem por função monitorar continuamente a MR, identificar a ocorrência de faltas, bem como localizar o alimentador exato de ocorrência da falta. Nesse sistema, tem-se a execução contínua do algoritmo proposto (*Prims-Aided Dijkstra*), que identifica a topologia em operação da rede, além de identificar o caminho mais curto para a falta. Dessa forma, o sistema central de proteção é responsável por modificar, de forma adaptativa, as configurações dos dispositivos de proteção. O algoritmo proposto foi validado em dois sistemas testes, considerando diferentes topologias e faltas. Os resultados obtidos mostraram a capacidade da estratégia em isolar faltas desconectando uma porção mínima da rede.

Uma abordagem de proteção adaptativa direcional de sobrecorrente para SDs com GDs, baseada em componentes de sequência, foi proposta por Muda e Jena (2017a). Os autores salientam que devido à mudança no modo de operação, a magnitude e a direção das correntes de falta se alteram. Essas modificações podem implicar, portanto, em falhas no sistema de proteção, bem como a perda de coordenação entre a proteção primária e a de retaguarda. Os autores consideram que a corrente de falta de GDs baseados em inversor é em torno de 2 pu. Nesse contexto, a coordenação da proteção é obtida a partir da adaptação dos parâmetros dos relés para cada modo de operação dos GDs, utilizando os grupos de ajustes existentes nos relés. A coordenação da proteção é posteriormente melhorada por meio de relés direcionais de sobrecorrente utilizando o componente de sequência negativa para a retaguarda. Por outro lado, a direção da falta é determinada através da mudança de fase dos componentes superpostos da corrente de sequência positiva. Mediante simulações no RTDS, os resultados obtidos para os vários modos de operação indicaram que a abordagem implicou em tempos adequados de operação para a proteção primária e de retaguarda, considerando faltas monofásicas (FT) e trifásicas (FFF). Outro

estudo também baseado em componentes superpostos dos componentes de sequência foi apresentado pelos mesmos autores em Muda e Jena (2017b). Nesse trabalho, os autores avaliaram o desempenho da técnica proposta no sistema teste de 34 barras do IEEE considerando também os demais tipos de falta, diferentemente do primeiro onde se avaliou a técnica em sistemas de 4 e 8 barras.

Para mitigar a influência dos GDs nos dispositivos de proteção, Shen *et al.* (2017) apresentou um método *online* para o cálculo das correntes de falta considerando as possíveis operações de um SD. Através dos dados amostrados localmente nas barras, propôs-se um método otimizado de estimação para calcular os parâmetros do equivalente de Thévenin dinamicamente. Dessa forma, as correntes de falta são calculadas e os relés de sobrecorrente são reconfigurados de acordo com o comportamento dos GDs durante a falta. Por meio de simulações realizadas via o PSCADTM/EMTDCTM, os resultados demonstram que a estratégia proporcionou resultados satisfatórios em termos de seletividade e sensibilidade da proteção sob diferentes modos de operação, tipos e locais de falta.

Em Piesciorovsky e Schulz (2017b) aponta-se que as publicações recentes relacionadas à proteção adaptativa baseiam-se, no que os autores intitulam, de SGM (*Setting Group Method*). Assim, faz-se uso das funções limitadas já existentes nos relés. Esse estudo, no entanto, ressalta que ao utilizar o SGM, tem-se uma quantidade limitada de grupos de configurações disponíveis, além do fato que o relé é desabilitado momentaneamente quando existem reconfigurações. Dessa forma, simulações são conduzidas no sentido de testar e avaliar o PLM (*Programmable Logic Method*), que requer a utilização de apenas um dos grupos de configurações do relé, fazendo com que os demais grupos possam ser utilizados, por exemplo, para variações sazonais.

Um algoritmo de dois estágios visando a proteção adaptativa em SDs com alta penetração de geradores fotovoltaicos foi proposto por Fani *et al.* (2018). No estágio *offline*, utilizando as análises de fluxo de carga e curto-circuito, os grupos de configurações mais apropriados são calculados com base no perfil de tensão como uma característica de pré-falta. No estágio *online*, os grupos de configurações são aplicados aos dispositivos de proteção de acordo com cada perfil de tensão. Os resultados das simulações indicaram a eficácia do método proposto em um contexto de SDs.

Uma nova aplicação de micro-PMUs para a coordenação adaptativa de relés de sobrecorrente foi proposta por Zanjani *et al.* (2018). Os autores mencionam que incertezas nos sistemas elétricos, como saídas de linha e geradores podem implicar em problemas com a coordenação devido às variações na corrente de falta monitorada pelos relés. Dessa forma, o estudo propõe um algoritmo para detectar essas incertezas de maneira *online* por meio do monitoramento da impedância de Thévenin. Em sequência, a coordenação dos relés de sobrecorrente da MR é novamente otimizada. Simulações foram conduzidas no *software* DIGSILENT, cujos resultados indicaram que o método foi hábil em detectar as incertezas mencionadas e reconfigurar os ajustes dos relés.

Um método que visa identificar os modos de operação para auxiliar a proteção adaptativa de sobrecorrente durante ilhamentos intencionais foi proposto por Ferreira *et al.* (2015) e Ferreira *et al.* (2019). O método proposto independe de comunicação, baseando-se na instalação de um tiristor próximo ao relé que é acionado durante um curto intervalo da forma de onda de tensão. A partir do monitoramento dos sinais de tensão e corrente no tiristor, o equivalente da rede é calculado. Dessa forma, torna-se possível identificar o modo de operação da rede (conectada ou ilhada). Os resultados indicaram que o método proposto pode ser usado para atualizar as configurações da proteção sem utilizar um sistema de comunicação, considerando os casos analisados.

Uma nova abordagem de proteção de MRs baseada em mensagens GOOSE, previstas na IEC-61850, foi apresentada por Gu *et al.* (2019). A proposta difere dos métodos convencionais, visto que não é fundamentada na utilização de características padronizadas de proteção. Através do monitoramento do *status* de equipamentos e determinando o modo de operação da MR, o sistema de gerenciamento pode ajustar de forma devida os IEDs. Logo, o sistema de gerenciamento pode atualizar os parâmetros dos IEDs para adaptar a proteção às mudanças dinâmicas na MR. Simulações foram realizadas no *software* ETAP para verificar a viabilidade e eficiência da proteção, confirmadas para os casos investigados.

Singh e Basak (2019) apontam que o comportamento dinâmico de uma MR faz com que a proteção adaptativa seja um requisito para a confiabilidade da operação da MR. Nesse estudo específico, um novo esquema adaptativo de proteção foi proposto com base nos diferentes modos de operação das MRs. O esquema é baseado nos componentes de sequência zero e em quadratura (sistema $q0$) das correntes de falta considerando o impacto da relação X/R dos GDs. Os autores destacam que as MR apresentam uma baixa relação X/R , quando comparadas aos SDs tradicionais. Logo, qualquer mudança na reatância ou resistência dos GDs, ou linhas, pode ser um caminho promissor para a detecção das faltas. Simulações foram conduzidas no Simulink considerando diferentes tipos e locais de faltas, sendo que os resultados apontaram que os componentes de sequência zero e em quadratura foram suficientes para detectar e localizar as faltas na MR teste utilizada.

Por fim, cabe destacar que outros estudos também foram publicados no mesmo contexto dos apresentados anteriormente. Por exemplo, um algoritmo compacto que utiliza os grupos de ajustes pré-existentes nos relés foi proposto em Purwar e Choudhary (2014), Nascimento *et al.* (2015) e Nascimento *et al.* (2018). Adicionalmente, Singh e Reddy (2013) e Ma *et al.* (2011) apresentaram um esquema adaptativo de proteção para SDs com GDs utilizando redes de comunicação. Outro esquema de proteção adaptativa foi proposto por Buque *et al.* (2012), em que simulações foram realizadas para testar o desempenho da proteção frente aos possíveis modos de operação e cenários de falta. Finalmente, têm-se estudos que objetivam tão somente evidenciar o impacto dos GDs na proteção de sobrecorrente de um alimentador, como os estudos de Baran e El-Markabi (2004), Cheung *et al.* (2007), entre outros.

3.2.3 Abordagens baseadas em curvas não padronizadas de proteção

A maioria das pesquisas listadas acima empregaram em suas estratégias curvas padronizadas de proteção, como as descritas no Capítulo 2 (advindas da IEEE e IEC). Embora estejam em funcionamento na maior parte dos relés comerciais existentes nos SDs, as curvas padronizadas podem apresentar algumas dificuldades quando aplicadas em MRs. Isso muito se deve ao fato de que essas curvas foram desenvolvidas em cenários bem diferentes dos observados na operação das MRs. Como resultado, alguns estudos têm proposto novas características de proteção para SDs integrados com GDs e também sob o contexto de MRs (SALEH *et al.*, 2015; EL-NAILY *et al.*, 2019; DARABI *et al.*, 2020; ZULUAGA *et al.*, 2020; CHAKRABORTY; DAS, 2020). Vale pontuar, no entanto, que algumas lacunas ainda são encontradas associadas a esses estudos. A maioria desses estudos não apresentam uma validação experimental das curvas propostas, como apontado na revisão abrangente apresentada por Kilickiran *et al.* (2018). Adicionalmente, esses estudos não exploram características adaptativas, que poderia melhorar o desempenho geral da proteção integrada com essas novas curvas. Deve-se ainda pontuar que grande parte desses estudos apresenta um direcionamento para SDs, não investigando, portanto, o desempenho das novas proposições em um contexto de MRs. Por fim, os estudos sob a temática de MRs avaliam uma quantidade limitada de cenários de operação das MRs, desconsiderando a operação ilhada e/ou conectada à rede, bem como o aspecto da coordenação dos dispositivos de proteção.

3.2.4 Abordagens não adaptativas de proteção

Vale destacar a existência de outras estratégias passíveis de aplicação na proteção de MRs ou SDs com GDs. A desconexão de GDs imediatamente após a detecção de faltas é uma possibilidade discutida por Conti (2009). Já a limitação da capacidade instalada de GDs é explorada por Chaitusaney e Yokoyama (2008) e Chen *et al.* (2009). A modificação do sistema de proteção instalando disjuntores adicionais ou religadores, bem como propondo reconfigurar os sistemas elétricos é alvo de discussão em Viawan *et al.* (2006) e Funmilayo e Butler-Purry (2009). Uma estratégia de controle considerando a questão do *fault ride through* para geradores baseados em inversores é apresentada por Ebrahimi *et al.* (2014), ao passo que um controle da corrente de falta por meio de uma chave de estado sólido para a corrente de campo de geradores síncronos é proposto por Yazdanpanahi *et al.* (2014). Adicionalmente, a instalação de limitadores de corrente de falta para preservar as configurações dos relés é uma abordagem apresentada em El-Khattam e Sidhu (2008), El-khattam e Sidhu (2009), Khederzadeh (2009), Chabanloo *et al.* (2011), Huchel e Zeineldin (2016) e Hatata *et al.* (2022a), sendo que a aplicação dos limitadores para reduzir a contribuição dos GDs é sugerida também por Shukla *et al.* (2017) e Manigilla *et al.* (2017). Por fim, podem-se encontrar também abordagens

relacionadas com as filosofias de proteção de distância e diferencial, sem uma característica adaptativa, em Chilvers (2004), Uthitsunthorn e Kulworawanichpong (2010), Ma *et al.* (2010), Abdulhadi *et al.* (2011), Lin *et al.* (2015), Tsimtsios *et al.* (2019), e Casagrande *et al.* (2014), Ustun e Khan (2015), Kar *et al.* (2017), Liu *et al.* (2017a), Soleimanisardoo *et al.* (2018), Aghdam *et al.* (2018).

Apesar do fato desses métodos contribuírem para a mitigação dos impactos da presença dos GDs no desempenho dos dispositivos de proteção, bem como apresentarem potencialidade de aplicação em MRs, eles possuem algumas desvantagens e limitações, como os salientados em Shih *et al.* (2017). Desconectar os GDs imediatamente após a detecção das faltas pode implicar em afundamentos severos de tensão em partes do sistema, especialmente em casos onde existe uma alta penetração de GDs, tendo em vista que a contribuição de potência reativa desses geradores seria interrompida. Limitar a capacidade instalada dos GDs pode não ser recomendado devido ao preço relativamente baixo de fontes renováveis e a necessidade/intenção de reduzir-se a emissão de CO₂, por exemplo. Vale destacar que essa limitação não se dá apenas durante as faltas, mas sim durante todo o tempo em regime permanente do sistema. Desse modo, o potencial existente de fontes renováveis não é inteiramente aproveitado. Modificar o esquema de proteção instalando dispositivos adicionais de proteção, bem como reconfigurar totalmente as redes, pode ser uma tarefa dispendiosa. Instalar limitadores de corrente de falta para preservar as configurações dos relés pode ser interessante do ponto de vista prático, mas pode implicar em custos adicionais para as distribuidoras e/ou proprietários dos GDs.

Salienta-se que, apesar das desvantagens supracitadas, vários estudos estão sendo conduzidos utilizando essas e outras abordagens no sentido de torná-las mais viáveis e atrativas. Novas investigações e pesquisas visando o aperfeiçoamento dessas abordagens também são totalmente incentivadas. Por outro lado, as limitações postas corroboram ainda mais para a viabilidade da implementação de esquemas adaptativos de proteção para o contexto das MRs.

3.3 Uma análise comparativa considerando os trabalhos correlatos

A Tabela 5 sumariza vários dos estudos discutidos neste capítulo. Nessa tabela, os trabalhos são categorizados de acordo com os seguintes aspectos:

- ❑ Abordagem – O estudo baseia-se em uma abordagem de inteligência computacional ou outras estratégias?
- ❑ Tipo da Proteção – O estudo baseia-se em proteção de sobrecorrente, distância ou outras filosofias?

- ❑ *Software* – Para o desenvolvimento e validação da proposição, qual *software* foi utilizado para realizar as simulações?
- ❑ Cenários Analisados – Nas simulações, a pesquisa considera o modo com a rede conectada, ilhamento e cenários com contingências/reconfigurações/ações derivadas de *self-healing*?
- ❑ Outros Fatores – Na pesquisa, a infraestrutura requerida de comunicação para implementação da proposta é brevemente discutida? O estudo considera Geradores Síncronos (GSs), Geradores Baseados em Inversores (GBIs) ou ambos os tipos de geradores nas simulações? A pesquisa analisa faltas trifásicas (FFF), bifásicas (FF), bifásicas envolvendo o terra (FFT), monofásicas (FT) ou todos os tipos de faltas? O estudo propõe algum tipo de curva não padronizada de proteção? O esquema de proteção proposto é testado em ambiente de *hardware*?

Tabela 5 – Resumo das pesquisas voltada para a proteção adaptativa sob o contexto de microrredes.

Referência	Abordagem		Função			Software					Cenários			Outros Fatores				
	IC	OT	COR	DIS	OT	PS	RS	DIg	ET	Sim	OT	CR	IL	CG	COM	GD	Faltas	NPD
Chattopadhyay <i>et al.</i> (1996)	●		●							●		●	●	✓	GS	FFF	×	×
Zayandehroodi <i>et al.</i> (2012)	●		●					●				●		✓	GS	Todos	×	×
Lin <i>et al.</i> (2019)	●		●	●				●				●	●	×	Ambos	FFF	×	×
Papaspiliotopoulos <i>et al.</i> (2015)	●		●			●	●					●		×	GS	FFF	×	✓
Atteya <i>et al.</i> (2017)	●		●							●		●		×	GS	–	×	×
Shih <i>et al.</i> (2015)	●		●							●		●		✓	GS	–	×	×
Singh <i>et al.</i> (2016)	●		●	●		●						●	●	✓	Ambos	–	×	×
Shih <i>et al.</i> (2017)	●		●							●		●	●	×	Ambos	FFF	×	×
Papaspiliotopoulos <i>et al.</i> (2017)	●		●			●						●	●	×	GS	FFF	×	✓
Alam <i>et al.</i> (2019)	●		●							●		●	●	✓	Ambos	FFF	×	×
Dorosti <i>et al.</i> (2022)	●		●					●				●		✓	GBI	FFF	×	×
Naily <i>et al.</i> (2017)	●		●						●			●	●	✓	GS	FFF	×	×
Kumar e Srinivasan (2018)	●		●							●		●		×	GS	FFF,FFT,FT	×	×
Samuel e Shet (2021)	●		●						●			●		×	GS	FFF	×	×
George e Ashok (2015)	●		●						●			●		✓	GS	FFF	×	×
Liu <i>et al.</i> (2017b)	●		●							●		●	●	✓	Ambos	FFF,FT	×	×
Daryani e Karkevandi (2018)	●		●							●		●	●	✓	GBI	FT	×	×
Sampaio <i>et al.</i> (2020)	●		●							●		●		✓	GS	FFF	×	✓
Azami <i>et al.</i> (2022)	●		●							●		●	●	✓	Ambos	FFF	×	×
Ataei e Gitizadeh (2022)	●		●							●		●	●	✓	GS	FT	×	×
Zuluaga <i>et al.</i> (2021)	●		●					●				●	●	×	GS	FFF	×	×
Ojaghi e Mohammadi (2018)	●		●							●		●	●	✓	GS	–	×	×
Brahma e Girgis (2004)		●	●							●		●		✓	GS	Todos	×	×
Mahat <i>et al.</i> (2011)		●	●					●				●	●	×	Ambos	FFF	×	×
Ma <i>et al.</i> (2013)		●			●	●						●	●	✓	GS	FFF,FF	×	×

(continua na próxima página)

Tabela 5 – (continuação)

Referência	Abordagem		Função			Software					Cenários			Outros Fatores					
	IC	OT	COR	DIS	OT	PS	RS	DIg	ET	Sim	OT	CR	IL	CG	COM	GD	Faltas	NPD	HR
Hussain <i>et al.</i> (2013)		●	●							●		●			✓	GBI	FFF	✗	✗
Laaksonen <i>et al.</i> (2014)		●	●			●						●	●		✓	Ambos	FFF,FT	✗	✗
Coffele <i>et al.</i> (2015)		●	●				●					●	●	●	✓	GS	FF,FT	✗	✓
Bhattarai <i>et al.</i> (2015)		●	●				●					●	●		✓	Ambos	FFF	✗	✗
Ates <i>et al.</i> (2016b)		●	●							●		●			✓	GBI	FFF	✗	✗
Sitharthan <i>et al.</i> (2016)		●	●			●						●	●		✓	GBI	FFT	✗	✗
Muda e Jena (2017b)		●	●				●					●	●		✓	Ambos	FFF,FT	✗	✓
Piesciorovsky e Schulz (2017a)		●	●							●		●	●		✗	GS	–	✗	✓
Fani <i>et al.</i> (2018)		●	●							●		●	●		✓	GBI	FFF,FFT	✗	✗
Zanjani <i>et al.</i> (2018)		●	●					●				●	●		✓	Ambos	–	✗	✗
Ferreira <i>et al.</i> (2019)		●	●		●					●		●	●		✓	GS	FFF	✗	✗
Gu <i>et al.</i> (2019)		●	●						●			●	●		✓	Ambos	Todos	✗	✗
Singh e Basak (2019)		●	●							●		●	●		✓	Ambos	Todos	✗	✗
Saleh <i>et al.</i> (2015)		●	●		●					●		●			✓	Ambos	Todos	✓	✗
Chakraborty e Das (2020)		●	●		●	●						●	●		✓	Ambos	Todos	✓	✓
Darabi <i>et al.</i> (2020)	●		●		●					●		●			✓	GS	FFF	✓	✗
Esta Pesquisa	●		●		●	●	●					●	●	●	✓	Ambos	Todos	✓	✓

Legenda – Abordagem: IC = Inteligência computacional; e OT = Outras.

Função: COR = Sobrecorrente; DIS = Distância; e OT = Outros.

Software: PS = PSCAD; RS = RSCAD/RTDS; DIg = DIgSILENT; ET = ETAP; Sim = Simulink; e OT = Outros.

Cenários: CR = Conectado à rede; IL = Ilhamento; e CG = Contingência.

Outros Fatores: COM = Comunicação; GD = Tipo do GD (isto é, gerador síncrono (GS), baseado em inversor(GBI), ou ambos);

Faltas = Faltas analisadas (Todos inclui FFF, FF, FFT e FT); NPD = Curvas não padronizadas; e HR = Avaliação em *hardware*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em linhas gerais, algumas análises podem ser feitas com base no exposto neste capítulo e também na Tabela 5: i) Grande parte das proposições desconsideram o modo ilhado, acarretando uma grande limitação das proposições em uma possível aplicação para a proteção das MRs; ii) Grande parte das estratégias consideram cenários bem limitados para a operação das MRs. Algumas proposições são limitadas, por exemplo, ao modo conectado ou ao modo ilhado; iii) Análises envolvendo contingências ou ações de *self-healing* são pouco exploradas, sendo essas ações pontos favoráveis das MRs; iv) Uma limitação é observada em relação aos tipos de faltas considerados, com poucas variações nas resistências de falta ou desconsideração de alguns tipos de falta; v) Grande parte das investigações consideram apenas geradores baseados em máquinas síncronas (GSs), limitando a estratégia proposta. Esse tipo de gerador apresenta contribuições significativamente maiores para as faltas que os GBIs; vi) Alguns dos estudos não estabelecem minimamente os requisitos de comunicação exigidos para a correta operação das proposições; vii) Poucos estudos se dedicam em propor novas curvas de proteção que possibilitem novas estratégias de proteção de MRs; viii) Raras pesquisas se dedicam em elaborar uma plataforma para testes experimentais das estratégias propostas, de modo a validá-las em ambiente de *hardware*. A pesquisa realizada nesta tese, em observância a essas análises e lacunas, busca trazer contribuições e melhorias às estratégias de proteção de MRs.

3.4 Discussão

Este capítulo apresentou e discutiu um compêndio de referências de alto impacto voltadas para o tema da proteção adaptativa sob o contexto de MRs e SDs com a integração de GDs. Uma menção foi feita sobre uma análise bibliométrica elaborada neste trabalho e apresentada com maior profundidade no Apêndice A. Na sequência, diversos trabalhos foram apresentados de forma cronológica dentro de uma subdivisão lógica entre tópicos. De forma complementar, uma revisão da literatura também foi apresentada descrevendo outras estratégias passíveis de aplicação no contexto da proteção das MRs, sendo estas alternativas à proteção adaptativa. A pesquisa associada com a proposição de curvas não padronizadas de proteção também foi alvo de discussão. Ao fim do capítulo, uma tabela que sumariza a pesquisa correlata foi apresentada. Nesta tabela, a pesquisa oriunda desta tese também foi relacionada, sendo possível analisar, sob um prisma comparativo, as contribuições deste trabalho.

O próximo capítulo visa apresentar os modelos utilizados nesta pesquisa, caracterizando aspectos importantes acerca da MR teste utilizada e seus respectivos componentes.

MICRORREDE EM ESTUDO

ESTE capítulo tem por objetivo apresentar os modelos utilizados nesta pesquisa para a representação da MR e seus elementos. Desse modo, os elementos de *software* utilizados são brevemente descritos e, em sequência, os modelos de transformadores, linhas, cargas e REDs são apresentados.

4.1 Elementos de *software*

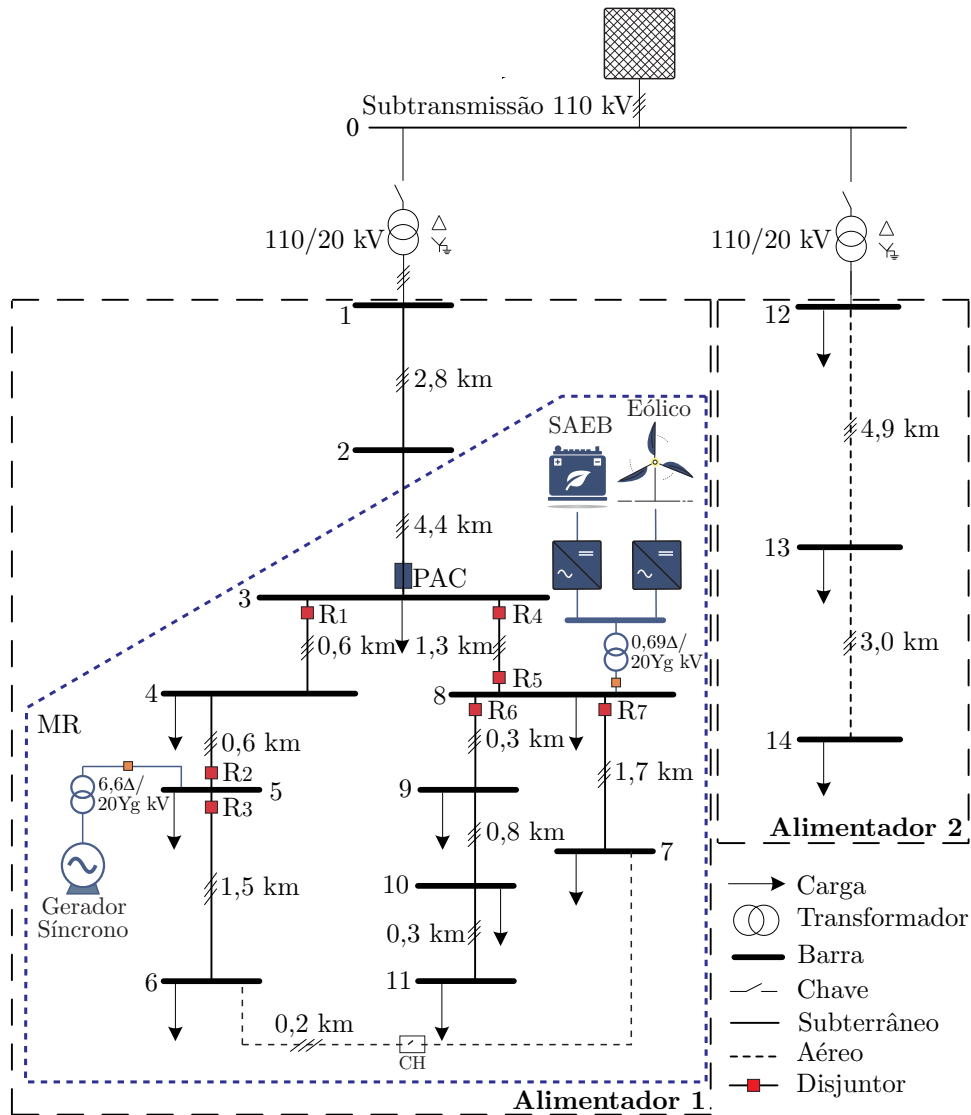
O *software* escolhido para a realização das simulações computacionais foi o PSCAD (*Power Systems Computer Aided Design*). Esse *software* apresenta-se como um moderno recurso capaz de representar fielmente um sistema elétrico e simular transitórios eletromagnéticos. Em fato, o PSCAD é uma interface gráfica para a ferramenta EMTDC. A partir dessa junção (PSCADTM/EMTDCTM), é possível construir circuitos esquemáticos, realizar simulações, analisar resultados e administrar os dados de forma integrada em um ambiente gráfico. A ferramenta permite ainda a visualização dos resultados de maneira *online*, sendo que por meio de medidores e blocos de controle, os parâmetros dos elementos podem ser alterados durante uma simulação e os efeitos dessas mudanças podem ser analisados (MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE, 2016). Na biblioteca do PSCAD podem ser encontrados desde modelos mais simples, como elementos passivos e funções de controle, até modelos mais complexos, como máquinas elétricas, geradores eólicos e elementos de transmissão. Desse modo, os modelos e componentes existentes podem ser utilizados em conjunto com modelos e componentes desenvolvidos pelo próprio usuário. Ressalta-se também a importante possibilidade de integração do PSCAD com outras ferramentas, tais como o MATLAB e Python. A integração com o Python, por exemplo, permite que o usuário construa um programa para a automatização das simulações realizadas no PSCAD. Esta é uma integração imperativa para pesquisas que envolvem uma grande quantidade de simulações. Nesta pesquisa, utilizou-se a versão X4 (4.6.3.0) do PSCAD, compilador Intel Fortran Compiler Classic versão 2021.6.0 e o Python versão 3.7.1.

4.2 Microrrede e seus componentes

A MR utilizada para os estudos é baseada no *benchmark* do CIGRÉ apresentado em CIGRE (2014, p. 33). Este sistema foi inspirado em uma rede real em média tensão do sul da Alemanha e foi elaborado para possibilitar estudos voltados para a integração de fontes renováveis de energia e outros REDs em SDs. O *benchmark* em questão possui dois alimentadores principais, cada um com um transformador de potência de 25 MVA que rebaixa a tensão de 110 kV para 20 kV. Os alimentadores podem operar com topologia radial ou malhada, visto que o sistema possui chaves para este fim. O modelo completo desse sistema pode ser encontrado em CIGRE (2014, p. 33).

Para esta pesquisa, algumas adaptações foram feitas de modo a caracterizar uma MR, considerando um dos dois alimentadores do sistema do CIGRÉ. Desse modo, para elucidar a delimitação da MR no *benchmark* do CIGRÉ, apresenta-se a Figura 12. Nesta figura, é possível visualizar claramente a localização em que a MR é estabelecida. A Figura 13, no que lhe concerne, apresenta apenas a MR resultante das adaptações citadas, sendo esta a rede utilizada nos estudos. Vale salientar que o equivalente da rede à montante foi devidamente considerado na modificação feita no sistema. É possível observar na Figura 13 que a MR conta com um GS conectado na barra 5, um gerador eólico conectado na barra 8 e um sistema de armazenamento via baterias também na barra 8. A MR conta ainda com uma chave normalmente aberta entre as barras 6 e 7, possibilitando reconfigurações na MR. A frequência de operação de toda a MR é 60 Hz, enquanto a tensão de operação é 20 kV. Verifica-se ainda a localização do Ponto de Acoplamento Comum (PAC) entre a MR e a rede principal, fazendo com que os limites elétricos da MR sejam claramente definidos, em consonância com as definições discutidas no Capítulo 2. É importante observar, por fim, que o ilhamento da MR ocorre devido à desconexão intencional do disjuntor alocado no PAC.

No que diz respeito às potências nominais dos elementos do sistema, o GS despachável apresenta uma potência de 5 MVA, o gerador eólico uma potência de 2 MW e o sistema de armazenamento uma potência de 1 MW. A carga total do sistema, com os dois alimentadores, é de 24,16 MW e 6,07 Mvar. Interna à MR, a carga é de 4,32 MW e 1,43 Mvar. Em situações de ilhamento, portanto, assume-se que o GS é responsável por controlar a tensão e a frequência da MR, atuando como *slack* com controle formador de rede (f-V). Desse modo, o GS supre ainda a diferença de potência entre as cargas da MR e a potência fornecida pelo gerador eólico e sistema de armazenamento, fornecendo equilíbrio energético para a MR. No modo conectado à rede, o GS opera como seguidor da rede de maneira convencional, com controle P-Q. Detalhes mais específicos dos elementos da MR serão apresentados nas próximas subseções.

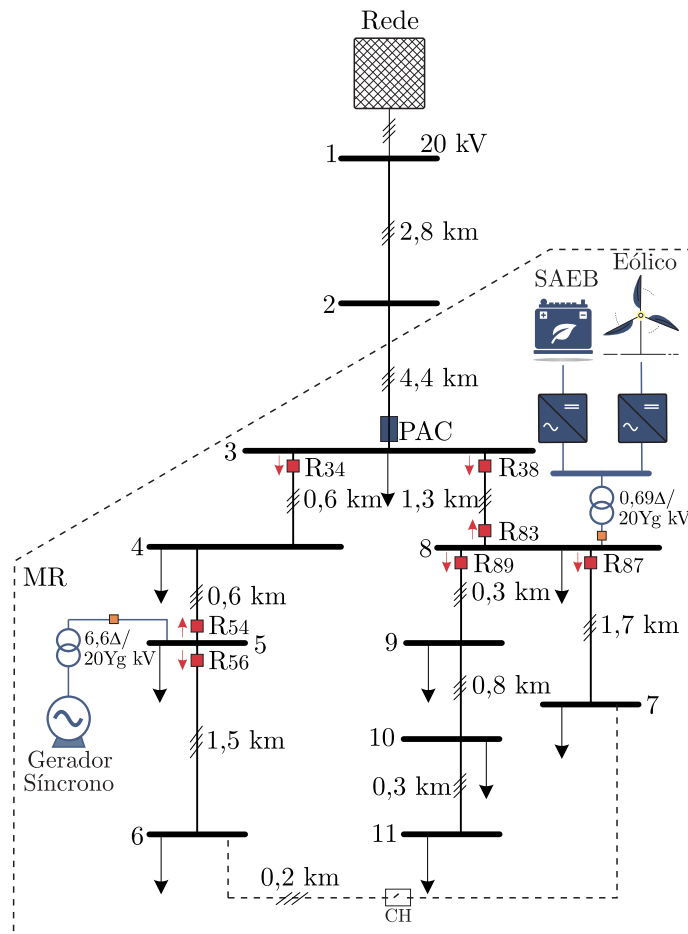
Figura 12 – *Benchmark* do CIGRÉ e delimitação da microrrede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3 Alimentadores e linhas

Em conformidade com o *benchmark* do CIGRÉ, as linhas internas à área delimitada da MR são compostas de condutores de alumínio com blindagem de cobre. De maneira detalhada, a Tabela 6 provém os valores das resistências, reatâncias e susceptâncias de sequência positiva e zero, bem como das distâncias de cada trecho de linha. Apesar da curta distância das linhas, o modelo pi equivalente presente na biblioteca do PSCAD foi utilizado para representá-las.

Figura 13 – Microrrede utilizada nesta pesquisa.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4 Transformadores

No *benchmark* utilizado, verifica-se a presença de dois transformadores abaixadores, cujos dados são detalhados na Tabela 7. Nesta tabela, os detalhes dos Transformadores de Acoplamento (TAs) do GS e do gerador eólico também são dispostos. No PSCAD, esses transformadores foram modelados utilizando-se o bloco disponibilizado na própria biblioteca do *software*, que considera o modelo T, levando em conta as perdas no núcleo (MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE, 2016).

4.5 Cargas elétricas

A Tabela 8 apresenta os dados considerados para as cargas de todo o sistema, em conformidade com o *benchmark* do CIGRÉ. No entanto, como delineado na Figura 13, as cargas pertencentes à MR são as situadas nas barras de 3 a 11, acarretando em uma carga total de 4,32 MW e 1,43 Mvar. Embora seja possível observar uma distinção entre

Tabela 6 – Dados das linhas do sistema teste utilizado.

Trecho		R_1	X_1	B_1	R_0	X_0	B_0	l
De	Para	[Ω/km]	[Ω/km]	[$\mu\text{S}/\text{km}$]	[Ω/km]	[Ω/km]	[$\mu\text{S}/\text{km}$]	[km]
1	2	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	2,82
2	3	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	4,42
3	4	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,61
3	8	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	1,30
4	5	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,56
5	6	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	1,54
6	7	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,24
7	8	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	1,67
8	9	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,32
9	10	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,77
10	11	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,33
11	4	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,49
12	13	0,510	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280	4,89
13	14	0,510	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280	2,99
14	8	0,510	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280	2,00

Fonte: CIGRE (2014, p. 36).

Tabela 7 – Dados dos transformadores presentes no sistema teste.

Transformador	V_1	V_2	Z_t	S_T
	[kV]	[kV]	[p.u.]	[MVA]
Alimentador 1	110 (Δ)	20 (Yn)	0,0009+j0,1063	25
Alimentador 2	110 (Δ)	20 (Yn)	0,0009+j0,1063	25
Gerador Síncrono	6,6 (Δ)	20 (Yn)	0,0051+j0,0548	5
Gerador Eólico	0,69 (Δ)	20 (Yn)	0,01+j0,08	2

Fonte: Adaptada de CIGRE (2014, p. 37).

cargas do tipo residencial e comercial/industrial, nos estudos realizados as cargas foram agregadas por barra. Vale destacar que no PSCAD as cargas elétricas são representadas por modelos estáticos dependentes de tensão, como descrito nas equações que seguem:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{NP} \times (1 + K_{PF} \times df) \quad (4.1)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{NQ} \times (1 + K_{QF} \times df) \quad (4.2)$$

em que P e Q são, respectivamente, a potência ativa e reativa; P_0 e Q_0 são, respectivamente, a potência ativa e reativa nominal por fase; V é a tensão da carga; V_0 é a tensão nominal; NP e NQ são índices de tensão da potência ativa e reativa (dP/dV e dQ/dV , respectivamente); K_{PF} e K_{QF} são os índices de frequência da potência ativa e reativa (dP/df e dQ/df , respectivamente); e df é a variação da frequência elétrica. Durante os ajustes dos parâmetros

da carga, os valores K_{PF} e K_{QF} são zerados, ao passo que os valores de NP e NQ devem ser ajustados em 0, 1 ou 2, para carga de potência, corrente ou impedância constante, respectivamente. Para o sistema apresentado, as cargas são modeladas como sendo do tipo impedância constante.

Tabela 8 – Dados das cargas presentes no sistema teste.

Barra	Potência Aparente [kVA]		Fator de Potência	
	Residencial	Comercial e Industrial	Residencial	Comercial e Industrial
1	15300	5100	0,98	0,95
2	-	-	-	-
3	285	265	0,97	0,85
4	445	-	0,97	-
5	750	-	0,97	-
6	565	-	0,97	-
7	-	90	-	0,85
8	605	-	0,97	-
9	-	675	-	0,85
10	490	80	0,97	0,85
11	340	-	0,97	-
12	15300	5280	0,98	0,95
13	-	40	-	0,85
14	215	390	0,97	0,85

Fonte: CIGRE (2014, p. 37).

4.6 Gerador distribuído síncrono

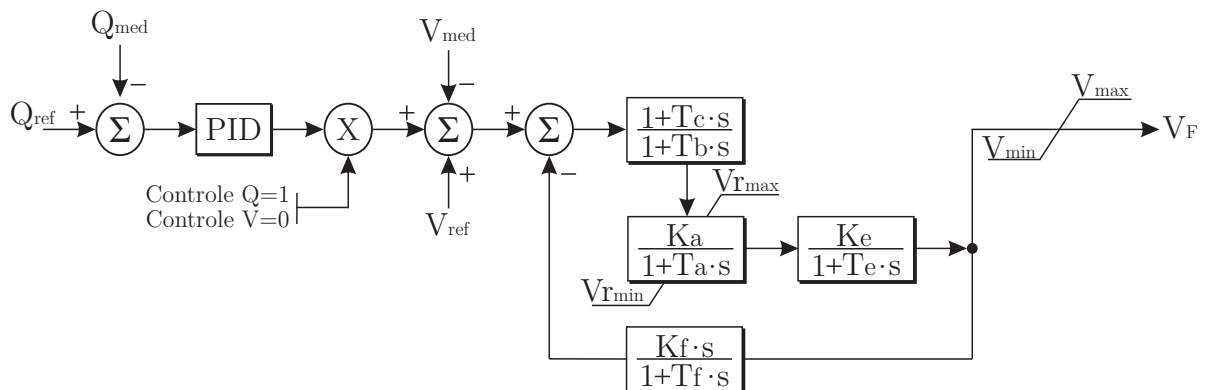
O GS despachável utilizado possui a potência nominal de 5 MVA e tensão nominal de 6,6 kV, baseado em Menezes (2019). Esse gerador possui acoplamento com um sistema primário genérico que fornece potência mecânica ao eixo e é considerado neste estudo para possibilitar análises com a MR operando de maneira ilhada. Os dados elétricos e mecânicos desse gerador são disponibilizados na Tabela 31 do Apêndice B e foram obtidos do fabricante WEG.

No PSCAD, o GS pode ser representado considerando todas as suas características elétricas e mecânicas. Sendo assim, todos os dados descritos na Tabela 31 foram utilizados. O modelo empregado possui variáveis de saída que permitem um monitoramento para o controle da máquina. Neste trabalho, considerou-se o gerador operando no modo de injeção constante de potências ativa e reativa para quando a MR opera conectada com a rede (seguidor da rede - controle P-Q), bem como no modo de controle de frequência e tensão para quando a MR opera de maneira ilhada (*slack* da MR atuando como formador

da rede - controle f-V). Esses modos de operação são possíveis por meio do controle da excitação e velocidade, os quais são descritos em seguida.

O modelo DC1A descrito pelo IEEE (2006) foi utilizado para controlar a excitação da máquina síncrona. A Figura 14 apresenta a malha do regulador, cujos valores dos parâmetros utilizados neste trabalho estão apresentados na Tabela 32 do Apêndice B. Nesse modelo, a tensão terminal é amostrada nas três fases e o valor eficaz médio é filtrado por um filtro *Butterworth* de 2ª ordem e frequência de corte igual a 1 kHz para atenuar oscilações, e então é utilizada como entrada na malha. Conforme destacado na Figura 14, além de controlar a tensão de saída da máquina síncrona (valor 0), o regulador de excitação permite controlar a potência reativa injetada na rede (valor 1). A alteração de modo de controle pode ser feita a partir de um sinal de entrada, alterando-se esse sinal de 1 (controle Q) para 0 (controle V), ou o contrário. No caso específico do controle de potência reativa, calcula-se a diferença entre o valor referência e o valor medido. Além disso, o erro obtido passa por um controlador PID, sendo que sua saída é utilizada pelo controle de excitação. Do exposto, é possível observar que o GS opera com categorias distintas de controle a depender das necessidades operacionais da MR, que pode requerer que o GS atue como formador da rede (em modo ilhado), ou permite que a máquina atue apenas como seguidor da rede (em modo conectado à rede). Vale destacar que nas simulações realizadas a referida alteração do modo de controle foi realizada manualmente e que as detecções de transições entre os modos de operação (ilhado e conectado) e suas viabilidades não foram focos dessa pesquisa.

Figura 14 – Malha do regulador de excitação para controle de tensão e potência reativa do gerador.

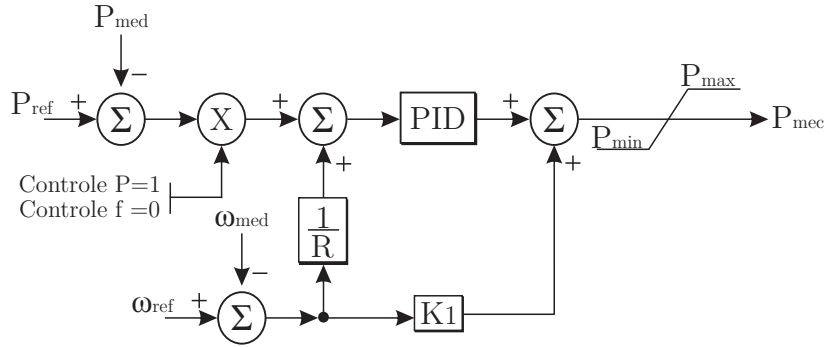


Fonte: Elaborada pelo autor.

O modelo de regulador de velocidade, por sua vez, foi embasado no modelo genérico apresentado em IEEE (2013a). A malha do regulador de velocidade em questão é apresentada na Figura 15. Analogamente ao regulador de tensão, o modo de controle é definido por um sinal de entrada, sendo este 0 ou 1. Nesse caso, o modo de controle de frequência (controle f) é ativado com o valor 0 e o de controle de potência ativa (controle P) com o valor 1. Os valores utilizados na malha do regulador de velocidade para o controle de

frequência e potência ativa do gerador são apresentados na Tabela 33, no Apêndice B. Logo, para a íntegra transição entre o modo seguidor da rede para o modo formador da rede, as malhas de controle de excitação e velocidade devem ser alteradas.

Figura 15 – Malha do regulador de velocidade para o controle de frequência a potência ativa do gerador.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.7 Gerador eólico e sistema de armazenamento baseado em baterias

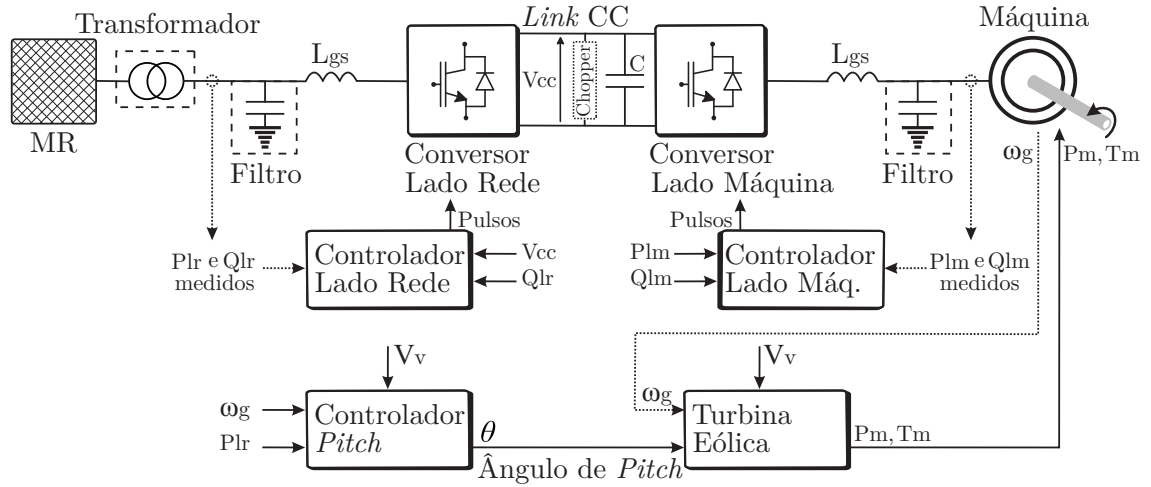
O gerador eólico integrado à MR e considerado nas investigações é do Tipo IV. Pela definição, esse tipo de gerador eólico compreende uma turbina eólica com velocidade variável acoplada a um GS ou assíncrono que, por sua vez, é conectado à rede por meio de um conversor. Esse tipo de aerogerador permite um ajuste preciso da velocidade da turbina de modo a extrair a máxima potência do vento, bem como a operação desacoplada das condições da rede para fornecer melhores serviços. Em conformidade com Ma *et al.* (2017), o aerogerador do Tipo IV tem sido um dos mais instalados no mundo recentemente. Nessa pesquisa, o aerogerador do Tipo IV é empregado, utilizando um GS de ímã permanente.

O modelo do gerador eólico do Tipo IV utilizado, detalhado em Manitoba HVDC Research Centre (2016), é disponibilizado pelo próprio PSCAD e desenvolvido pela Manitoba Hydro International como *benchmark* para simulações de transitórios eletromagnéticos. O modelo compreende componentes mecânicos, como o controlador do ângulo de passo (*pitch*) e turbina eólica, bem como componentes elétricos, tais como conversor e controlador, link CC com *chopper* e filtros. Uma representação do modelo é ilustrada na Figura 16, cuja potência nominal considerada foi de 2 MVA.

Na turbina eólica, também presente no modelo apresentado da Figura 16, a potência mecânica extraída pela turbina (P_m) é obtida a partir da Equação 4.3. Nessa equação, λ e C_p são calculados, respectivamente, pelas Equações 4.5 e 4.4:

$$P_m = \frac{\rho}{2} \times A_r \times V_v^3 \times C_p(\lambda, \theta) \quad (4.3)$$

Figura 16 – Modelo considerado para o gerador eólico Tipo IV no PSCAD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\lambda = V_{Tnom} \times \frac{2\pi R \times \omega_g}{60 V_v} \quad (4.4)$$

$$C_p(\theta, \lambda) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 (\alpha_{i,j} \times \theta^i \times \lambda^j) \quad (4.5)$$

em que P_m é a potência mecânica extraída da turbina eólica; ρ é a densidade do ar em kg/m^3 ; A_r é a área da seção transversal da turbina; V_v é a velocidade do vento; C_p é o coeficiente de potência da turbina; λ é a razão de velocidade da ponta da pá; θ é o ângulo de *pitch* das pás da turbina; V_{Tnom} é a velocidade nominal da turbina em rpm; R é o raio da turbina em metros; ω_g é a velocidade do gerador em p.u.

A matriz dos coeficientes $\alpha_{i,j}$ empregados para obter uma aproximação dos coeficientes de potência é apresentada na Tabela 9. Destaca-se que a Equação 4.5 é uma representação polinomial particular para o coeficiente de potência C_p , e que outras abordagens para o cálculo de C_p também são usualmente adotadas. Por fim, o torque mecânico gerado pela turbina eólica é $T_m = P_m/W_g$.

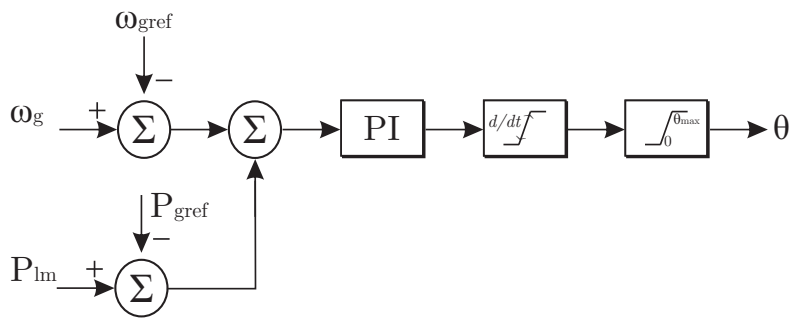
Tabela 9 – Coeficientes $\alpha_{i,j}$ para obtenção dos coeficientes de potência C_p .

$\alpha_{i,j}$	0	1	2	3	4
0	-4,1909E-1	2,1808E-1	-1,2406E-2	-1,3365E-4	1,1524E-5
1	-6,7606E-2	6,0405E-2	-1,3934E-2	1,0683E-3	-2,3895E-5
2	1,5727E-2	-1,0996E-2	2,1495E-3	-1,4855E-3	2,7937E-6
3	-8,6018E-4	5,7051E-4	-1,0479E-4	5,9924E-6	-8,9194E-8
4	1,4787E-5	-9,4839E-6	1,6167E-6	7,1535E-8	4,9686E-10

Fonte: Manitoba HVDC Research Centre (2016).

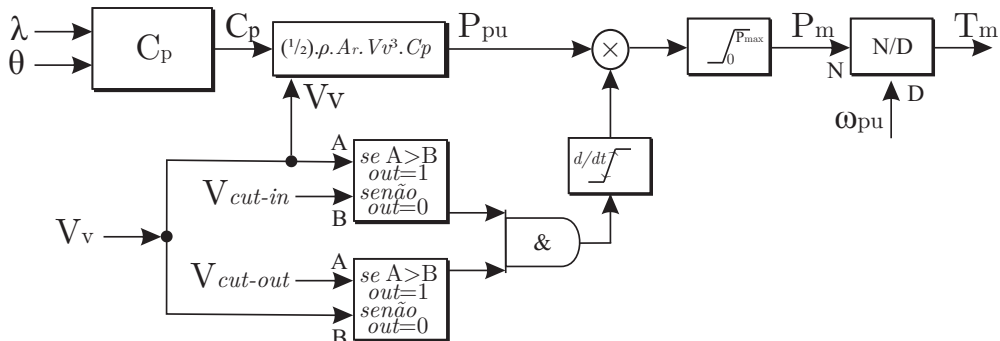
O controlador do ângulo de passo (*pitch*) considera os erros entre as referências e medições de potência e velocidade. Adicionalmente, tem-se ainda como parâmetros importantes as velocidades de *cut-in* e *cut-out*. Para valores de vento abaixo do *cut-in*, ou velocidade mínima, o gerador eólico é desligado da rede, visto que a potência extraída é aproximadamente a soma das perdas dos componentes envolvidos. Alternativamente, para valores de vento acima do *cut-out*, que representa a velocidade máxima, o gerador eólico também é desconectado. Assim sendo, no controlador do ângulo de *pitch* se tem um controle do tipo PI para a determinação do ângulo que permita máxima extração de potência do vento em função da velocidade do vento, velocidade e potência gerada. Nesse controlador há ainda um limite de variação e o ângulo deve pertencer a um intervalo estabelecido para a turbina. A Figura 17 ilustra o controlador do ângulo de *pitch* da turbina eólica, enquanto a Figura 18 apresenta o processo de obtenção da potência mecânica e torque extraídos da turbina eólica.

Figura 17 – Controlador do ângulo de *pitch* da turbina eólica.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 18 – Determinação da potência mecânica extraída da turbina eólica e o respectivo torque mecânico.

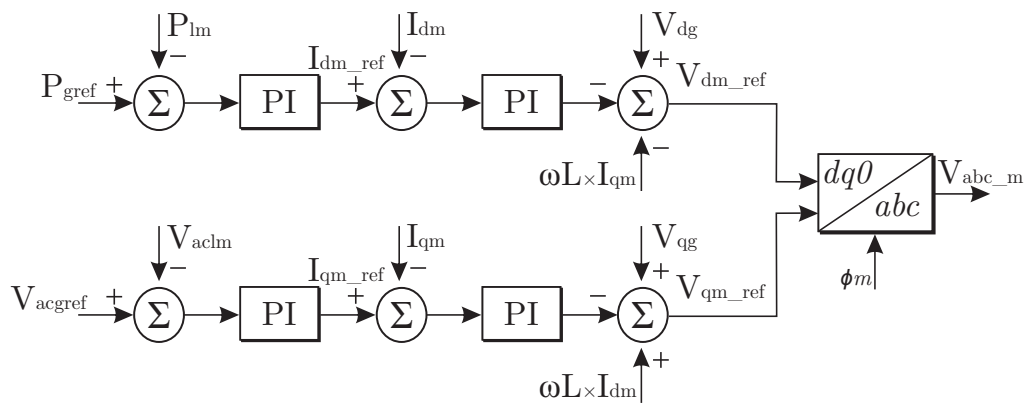


Fonte: Elaborada pelo autor.

Como destacado na Figura 16, o conversor compreende três partes principais: o Conversor do Lado da Máquina (CLM), o Conversor do Lado da Rede (CLR) e o elo CC, cuja

tensão nominal é 1,45 kV. No modelo utilizado pelo PSCAD, tem-se ainda capacitores de alisamento, filtros para mitigar distorções harmônicas, além do *chopper* que consiste em uma resistência de proteção inserida no elo CC. Vale observar que cada lado conversor tem funções específicas de controle. O CLM, apresentado na Figura 19, tem como atribuição controlar a potência ativa (P_{lm}) e a tensão CA nos terminais da máquina (V_{aclm}), com o objetivo de extrair a máxima potência da unidade eólica. Essas variáveis de controle são controladas de maneira desacoplada utilizando correntes de eixo direto e em quadratura do gerador.

Figura 19 – Malha do controlador do lado da máquina (CLM).

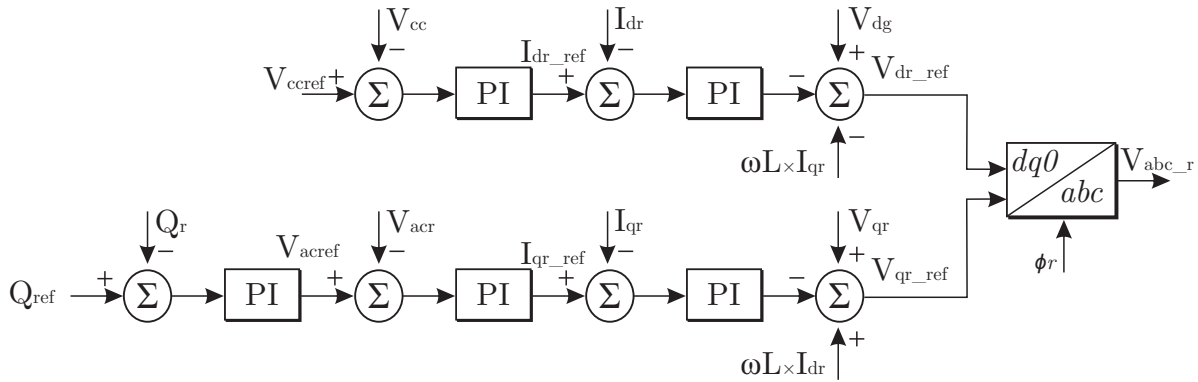


Fonte: Elaborada pelo autor.

O controlador do CLR, por sua vez, determina a tensão no elo CC (V_{cc}) e a potência reativa (Q_r), como ilustrado na Figura 20. Para tanto, os componentes d e q das correntes de referência ($I_{dr,ref}$ e $I_{qr,ref}$) são providos por controladores externos, enquanto as componentes d e q das tensões de referência ($V_{dr,ref}$ e $V_{qr,ref}$) são providos por controladores internos. Desse modo, o controlador do CLR apresenta como resultado uma referência para as tensões do lado da rede ($V_{abc,r}$) de modo a ajustar a tensão no elo CC e a potência reativa. Vale salientar que no eixo em quadratura, caso a tensão apresente valores pequenos, o controlador do CLR opera como um regulador da tensão CA no lado da rede. Isto possibilita que, durante as faltas, a turbina eólica suporte com potência reativa visando minorar as quedas de tensão. Por fim, é de extrema relevância destacar a limitação de corrente do gerador eólico. Na literatura, alguns estudos relatam que esta limitação pode variar entre 1,1 e 2 pu. Nessa pesquisa, os controladores limitam a contribuição de corrente do gerador eólico em 1,5 pu.

No Apêndice B todos os parâmetros e dados utilizados no modelo para representação do gerador eólico no PSCAD são apresentados. A Tabela 34, por exemplo, descreve os dados associados à turbina e ao controlador de *pitch*. A Tabela 35, por sua vez, apresenta os dados do gerador de ímã permanente utilizado. Por fim, na Tabela 36 são apresentadas as constantes das malhas de controle apresentadas anteriormente.

Figura 20 – Malha do controlador do lado da rede (CLR).



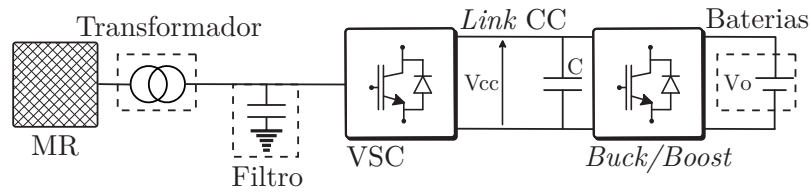
Fonte: Elaborada pelo autor.

O sistema de armazenamento via baterias utilizado possui a potência de descarga de 1 MW e potência de recarga de 500 kW, sendo sua capacidade de armazenamento equivalente a 1 MWh. A topologia do sistema de armazenamento utilizado neste trabalho está representada na Figura 21. Neste trabalho, o sistema de armazenamento é integrado ao gerador eólico de modo a desempenhar a função de suavização de potência. O modelo da bateria equivalente baseia-se no modelo de Shepherd (TREMBLAY *et al.*, 2007), sendo considerada a bateria comercial NEC ALM12V35iHP (NEC, 2019), de íons de lítio, cuja tensão nominal e capacidade é de 13,2 V e 35 Ah, respectivamente. Para a obtenção do montante de 1 MW / 1 MWh, foram associados 37 arranjos em paralelo, os quais possuem 58 células em série, o que totaliza em uma tensão e capacidade equivalentes de 765,6 V e 1.295 Ah, respectivamente. O modelo de conversor CC-CC utilizado é o *buck/boost*, que consegue operar como abaixador e elevador de tensão. Quando o mesmo opera no modo de elevação de tensão, o banco de baterias é descarregado, e caso contrário, carrega-se o elemento armazenador. Para este modelo de conversor, o valor do capacitor do elo CC (C) foi definido como sendo 15 mF. O objetivo desse conversor é controlar as potências ativa e reativa entre o sistema de armazenamento e a rede. A malha de controle do conversor CC-CA é semelhante à apresentada no controlador do CLR do gerador eólico, isto é, o conversor determina a tensão no elo CC e a potência reativa por meio de componentes de controle d e q . As constantes da malha de controle empregada para o sistema de armazenamento é apresentada no Apêndice B, e detalhes adicionais acerca do modelo são fornecidos pelo próprio PSCAD em Manitoba HVDC Research Centre (2016).

4.8 Discussão

Este capítulo dedicou-se em apresentar e descrever a MR e os componentes utilizados nas simulações desse estudo. Nota-se que a rede teste utilizada, baseada no *benchmark* de média tensão do CIGRÉ, com as devidas adaptações, apresenta as características

Figura 21 – Topologia do modelo utilizado para o sistema de armazenamento via baterias no PSCAD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

necessárias para a representação de uma MR (conforme discutido no Capítulo 2), com a presença de REDs e possibilidade de operação em modos conectado e ilhado. Dessa forma, o modelo da MR no PSCAD possibilita a implementação e avaliação do desempenho da solução de proteção proposta nesta pesquisa considerando diferentes cenários de operação de uma MR.

O próximo capítulo segue na direção de apresentar uma plataforma HIL para o teste de proposições de proteção em MRs considerando um ambiente experimental.

UMA PLATAFORMA HIL PARA TESTE DE PROPOSIÇÕES DE PROTEÇÃO EM MICRORREDES

ESTE capítulo apresenta uma plataforma HIL para teste e validação de estratégias de proteção em MRs. Nessa plataforma, diferentes características de proteção foram embarcadas em *Microcontroller Units* (MCUs), que formaram um laço fechado com o RTDS. Os detalhes específicos envolvendo *hardware* e *software* são apresentados, seguida de uma validação da plataforma utilizando curvas padronizadas e não padronizadas de proteção. No Capítulo 6, esta plataforma de testes é utilizada para investigar a resposta em ambiente de *hardware* da proposição central desta pesquisa. Este capítulo foi publicado em Barra *et al.* (2021).

5.1 Conceitos gerais

Como destacado no Capítulo 3, algumas proposições podem ser encontradas na literatura associadas com características não padronizadas para a proteção de sistemas elétricos de potência. Isto significa que essas curvas não são encontradas nas normas existentes como as descritas no Capítulo 2, ou mesmo em relés comerciais. Essas novas soluções visam, sobremaneira, sobrepor os desafios encontrados nos SDs modernos e sua viabilidade se dá pela larga utilização dos relés digitais. Nesse contexto, Kilickiran *et al.* (2018) apresentaram uma revisão abrangente de características não padronizadas de proteção, onde é possível verificar diferentes características não padronizadas com diferentes escopos de aplicação. Algumas proposições diretamente relacionadas com a proteção de MRs também podem ser encontradas, como as apresentadas por El-Naily *et al.* (2019), Darabi *et al.* (2020), Zuluaga *et al.* (2020), Ji *et al.* (2020) e Chakraborty e Das (2020).

No que tange às proposições associadas com a proteção de MRs, é importante

destacar que uma avaliação experimental em *hardware* é extremamente relevante para uma possibilidade, à posteriori, de operação em campo. Essa preocupação também foi destacada em Kilickiran *et al.* (2018), onde foi apontado que um número pequeno das proposições dirigem esforços para a realização de estudos experimentais e validação da eficiência das novas estratégias de proteção propostas. Esta mesma constatação também foi aqui apresentada no Capítulo 3. Vale salientar que como essas proposições saem de um prisma convencional de proteção e não possuem um precedente de aplicação prática, as avaliações experimentais caminham no sentido de oferecer uma maior confiabilidade e segurança de funcionamento das proposições.

Diante desta preocupação e lacuna, esta pesquisa dirigiu esforços para a investigação experimental de curvas não padronizadas de proteção quando empregadas para a proteção de MRs. Para tanto, buscou-se o estabelecimento de uma plataforma HIL para teste de proposições de proteção em MRs no LSEE/USP. Desse modo, os aparatos existentes no laboratório foram utilizados para o estabelecimento da plataforma de testes mencionada. A plataforma apresentada assiste à validação experimental da estratégia de proteção proposta nesta pesquisa, apresentada no próximo capítulo, bem como servirá de esteio aos trabalhos futuros desenvolvidos no âmbito de proteção de MRs no LSEE/USP. Os detalhes mais específicos das curvas empregadas, bem como dos aspectos de *hardware* e *software* são apresentados oportunamente na sequência.

5.2 Curvas de proteção empregadas para o estabelecimento da plataforma

Na literatura, alguns estudos relatam as dificuldades encontradas na proteção de MRs, associadas principalmente com a mudança nas correntes de falta e a operação com alta flexibilidade das MRs (BARRA *et al.*, 2020). Por conseguinte, esquemas convencionais de proteção baseados na proteção padronizada de sobrecorrente com ajustes fixos podem ser ineficazes em alguns cenários de operação das MRs, como discutido nos capítulos anteriores. Como apresentado no Capítulo 2, uma dessas curvas padronizadas de sobrecorrente pode ser encontrada em IEEE (2019), cuja equação é repetida na sequência por conveniência:

$$t = \left(\frac{k_1}{M_I^{k_2} - k_3} + k_4 \right) \times TMS, \quad (5.1)$$

onde t , M_I , e TMS representam o tempo de atuação do relé, o múltiplo da corrente de *pickup* (I_f/I_p), e o multiplicador de tempo, respectivamente. k_1 , k_2 , k_3 , e k_4 são os coeficientes da curva padronizada de sobrecorrente. Embora essa curva padronizada considerando ajustes adaptativos tenha sido comumente utilizada pelos pesquisadores como estratégia de proteção para MRs e SDs com GDs, note que o tempo de atuação do relé depende substancialmente das correntes de falta vistas pelos dispositivos de proteção.

Logo, devido à baixa contribuição de geradores baseados em inversores integrados às MRs, a operação correta dessas estratégias torna-se desafiadora, conduzindo a tempos elevados de operação da proteção. Esse desafio é ainda maior quando a MR funciona em modo ilhado, situação onde a rede principal não mais contribui com as faltas.

Do exposto, as características não padronizadas aparecem como alternativas promissoras às curvas padronizadas, especialmente nesses cenários com correntes relativamente baixas de faltas. Como explicitado anteriormente, algumas proposições podem ser encontradas em Kilickiran *et al.* (2018), onde alguns autores propõem características híbridas de atuação utilizando medições de corrente e tensão. Esse tipo de abordagem apresenta conveniência, visto que os relés direcionais de sobrecorrente já demandam a existência de transformadores de potencial para a aquisição de sinais de tensão. Desse modo, nenhum tipo de medição adicional é requerida ao empregar uma característica híbrida de proteção em relés que já possuem direcionalidade. Um exemplo de característica não padronizada, proposta por Chakraborty e Das (2020), é apresentada na Equação 5.2:

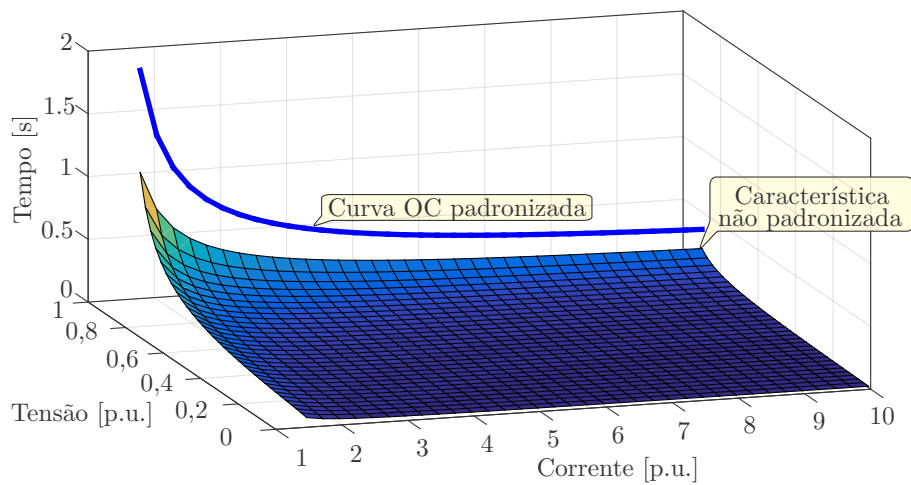
$$t = \left(\frac{k_1}{M_I^{k_2} - k_3} + k_4 \right) \times \left(\frac{k_5}{1 - M_V^{k_6}} + k_7 \right) \times TMS, \quad (5.2)$$

onde M_V é o multiplicador da tensão de *pickup* (V_f/V_p), e k_5 , k_6 , e k_7 são coeficientes da característica híbrida e não padronizada de proteção. Notadamente, diferente da Equação 5.1, a característica não padronizada descrita na Equação 5.2 faz com que o tempo de atuação dependa não somente da corrente, mas também da tensão medida localmente pelo dispositivo de proteção durante a falta. Portanto, mesmo uma corrente de falta não sendo elevada (em modo ilhado, por exemplo), como a tensão tende a cair durante as faltas, o tempo de atuação tende a ser menor. Como o tempo de atuação a ser determinado depende concomitantemente das medidas de tensão e corrente, essa categoria de curvas de proteção é dotada de uma característica híbrida de atuação.

A Figura 22 ilustra a operação da característica padronizada de sobrecorrente (OC, do inglês *overcurrent*) e da característica não padronizada, onde é possível observar particularidades de ambas. Os coeficientes k_1 , k_2 , k_3 , k_4 , k_5 , k_6 , e k_7 usados nessa ilustração foram, respectivamente, 0,0515, 0,02, 1,0, 0,114, 0,03, 0,5, e 0,0. O multiplicador de tempo, TMS , foi 0,10 para ambas as curvas. Na Figura 22 é possível observar que a característica não padronizada, por ter uma característica híbrida de atuação dependente também da tensão, pode apresentar tempos de atuação diferentes para uma mesma corrente de falta. Alternativamente, a característica padronizada independe da tensão durante as faltas. Desse modo, a característica híbrida de proteção, ou multivariável (tensão e corrente – OCUV), tem um comportamento promissor para a aplicação em MRs, visto que em modo ilhado as correntes não são elevadas, mas as tensões decaem consideravelmente.

Um exemplo hipotético é utilizado para ressaltar as diferenças entre as características mencionadas. A Figura 23 ilustra as correntes e tensões medidas nos terminais de um gerador eólico tipo IV em uma MR para uma situação específica de falta. Os valores na

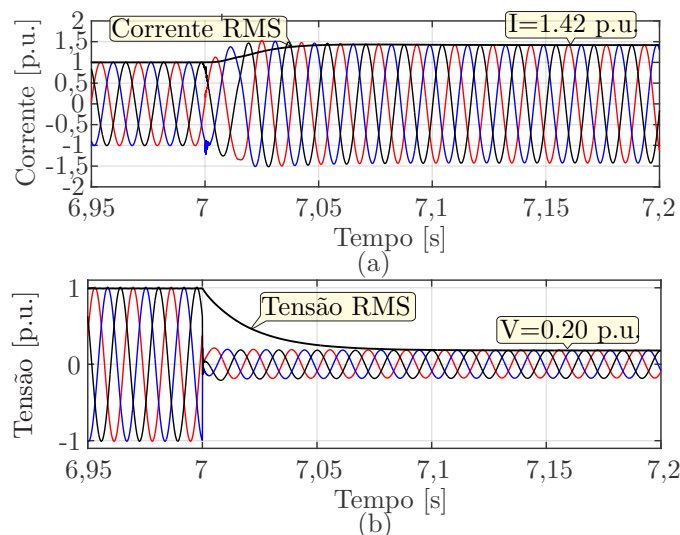
Figura 22 – Curva OC padronizada e característica OCUV não padronizada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

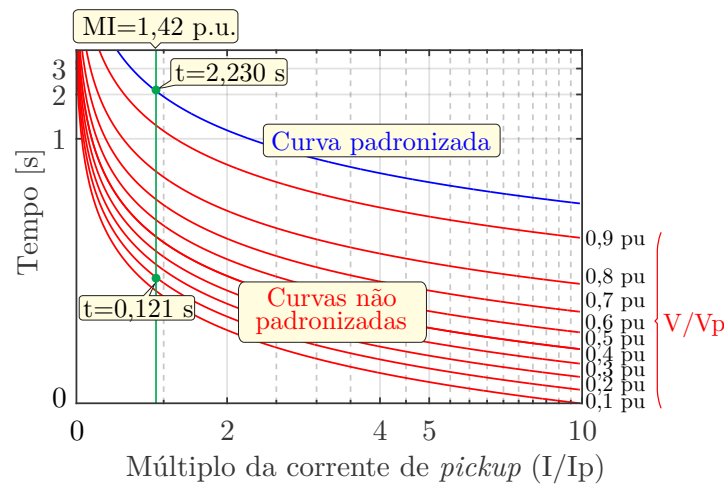
figura são apresentados por unidade (pu). O início da falta ocorre em $t = 7,0$ segundos, onde é possível observar que a corrente de falta do gerador é 1,42 pu para este caso específico. Durante esta falta, a tensão decresce de 1,0 para 0,2 pu. Como ilustrado na Figura 24, a curva padronizada de sobrecorrente apresenta dificuldades em possibilitar o isolamento desta falta, visto que a corrente de falta é muito próxima da corrente de *pickup*, implicando em um tempo de atuação de 2,330 segundos. Por outro lado, a característica não padronizada apresenta um tempo de atuação de 0,121 segundos em função da queda considerável de tensão durante a falta. Baseando-se neste exemplo, se evidencia que características não padronizadas e híbridas de atuação se apresentam como estratégias interessantes para esquemas de proteção de MRs. Vale notar que o TMS considerado foi um valor pequeno (0,10) e que este poderia ser maior em função da coordenação da proteção entre os dispositivos.

Figura 23 – Resposta de gerador eólico tipo IV a uma situação faltosa hipotética. a) Correntes trifásicas medidas; b) Tensões trifásicas medidas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 24 – Tempos de atuação das diferentes características para a falta hipotética.



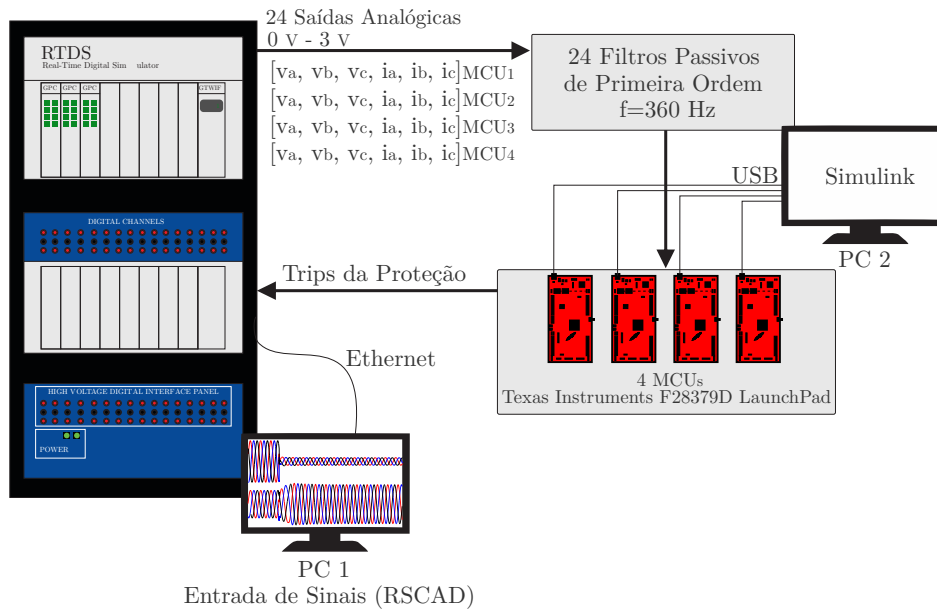
Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a implementação da plataforma experimental desta pesquisa, as duas curvas citadas acima foram utilizadas preliminarmente. Isto é, uma curva padronizada e largamente implementada em relés comerciais, e uma característica não padronizada proposta por Chakraborty e Das (2020). A escolha da característica não padronizada se deu em função de sua atualidade na época das investigações experimentais. Esta era a mais recente proposição de características não padronizadas para a proteção de MRs. Digno de nota é a semelhança dessas curvas com as curvas de proteção 51V, devido ao seu comportamento assintótico. Não obstante, curvas não padronizadas tem apresentado resultados mais satisfatórios no que tange à coordenação dos dispositivos no contexto das MRs. No Capítulo 6, uma nova característica não padronizada, proposta nesta pesquisa, será oportunamente apresentada. As vantagens da nova proposição serão delineadas em relação às demais existentes na literatura e a plataforma experimental aqui estabelecida será utilizada para validá-la em ambiente de *hardware*.

5.3 Bancada experimental

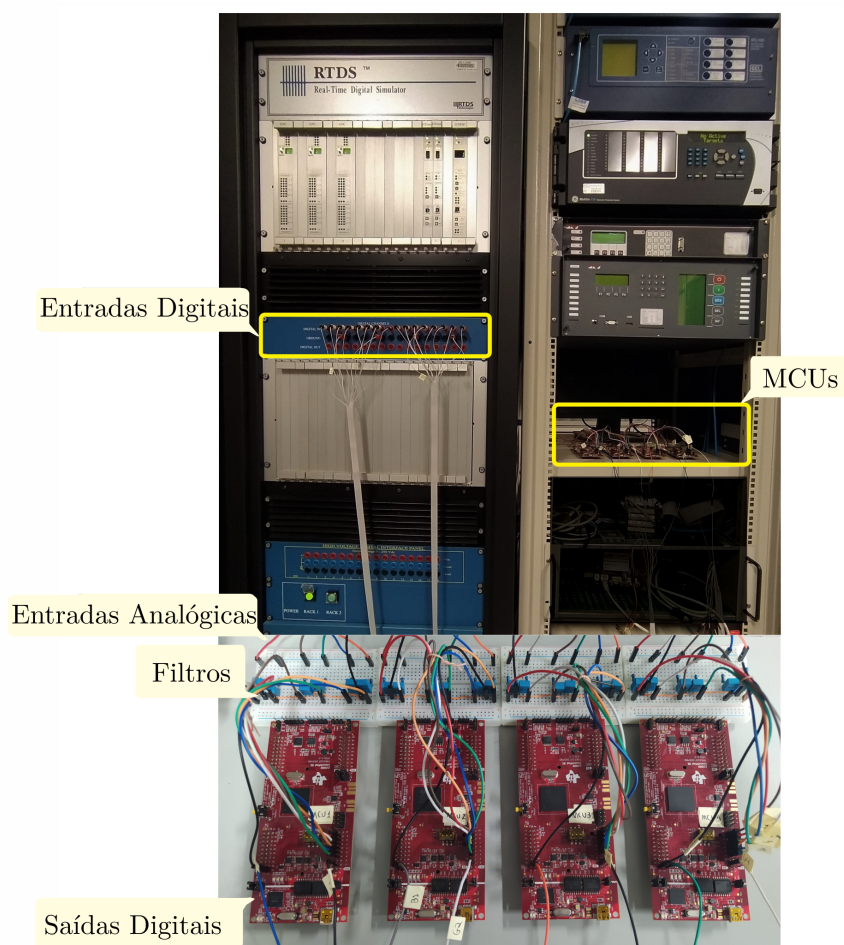
Um esquemático simplificado da bancada experimental estabelecida é ilustrado na Figura 25. Nesta figura, pode-se observar a presença de um computador (PC1) que executa o *software* RSCAD, onde são gerados os sinais de tensão e corrente adquiridos pelos dispositivos de proteção da MR. Nessa pesquisa, os sinais de entrada no RSCAD são previamente obtidos no *software* PSCAD, onde a MR em estudo foi modelada. O RTDS converte esses sinais em tensões analógicas com valores limitados entre 0 e 3 V. Após isto, os sinais passam por filtros passivos de primeira ordem, com frequência de corte em aproximadamente 360 Hz. A conexão entre o RTDS e os filtros se dá por cabos blindados visando minorar possíveis interferências. Após a filtragem, os sinais de corrente e tensão são injetados nos microcontroladores (MCUs), que representam os relés digitais. Os algoritmos de proteção foram embarcados nos MCUs utilizando o Simulink, no PC2. Por fim, os sinais digitais (*trips* da proteção) gerados por cada um dos MCUs são injetados no RTDS, fechando um laço como ilustrado na Figura 25. A Figura 26 apresenta o aparato prático da plataforma. Na sequência, detalhes sobre os elementos da plataforma são apresentados.

Figura 25 – Esquemático da plataforma e elementos utilizados para os testes experimentais.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 26 – Conjunto prático utilizado na plataforma HIL implantada.

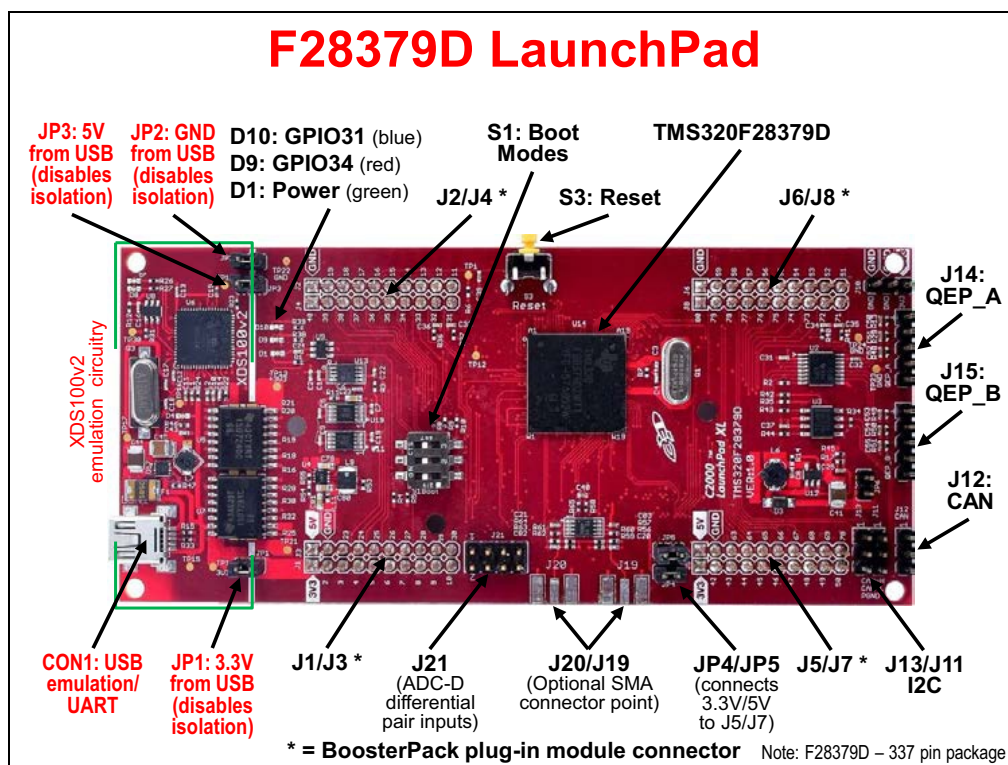


Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.1 Microcontroladores

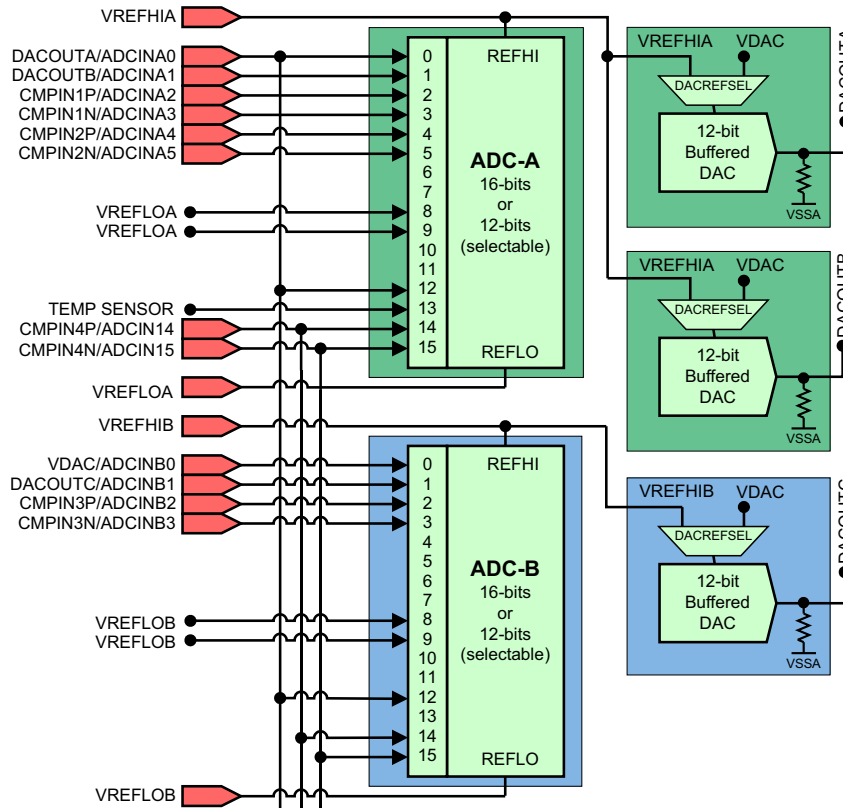
Os MCUs utilizados nesta pesquisa para embarcar as curvas de proteção, emulando, portanto, os relés digitais de uma MR, foram da Texas Instruments, modelo C2000 Delfino F28379D LaunchPad (TEXAS INSTRUMENTS, 2020). É de comum consenso que esses MCUs são considerados de baixo custo e grande simplicidade. A Figura 27 apresenta o MCU em questão, enquanto as Figuras 28 e 29 ilustram, respectivamente, dois dos quatro módulos conversores AD e a estrutura individual desses módulos. A sua estrutura conta com módulos independentes de conversores AD, sendo possível empregar uma configuração de 12 bits ou 16 bits. Na Figura 28 é possível observar as variáveis $VREFHI$ e $VREFLO$, que representam as tensões máxima e mínima dos conversores, com limitação no intervalo 0 – 3,3 V. Nessa pesquisa, os sinais foram escalados no intervalo 0 – 3 V, em função dessa especificação. A configuração aqui empregada foi a de 12 bits, implicando em um processo de quantização com 4.096 níveis, com uma frequência de amostragem de 1.920 Hz (32 amostras/ciclo). Ao todo, quatro MCUs foram empregados na plataforma experimental implantada, possibilitando, portanto, o teste de situações faltosas considerando proteções primária e de retaguarda, ou mesmo o teste de proteção primária considerando dois algoritmos distintos de proteção. Por fim, deve-se salientar que outras pesquisas podem ser encontradas utilizando este mesmo MCU para validação experimental de proposições diversas, como as pesquisas de Lacerda *et al.* (2020) e Bastos *et al.* (2020).

Figura 27 – MCU F28379D LaunchPad da Texas Instruments.



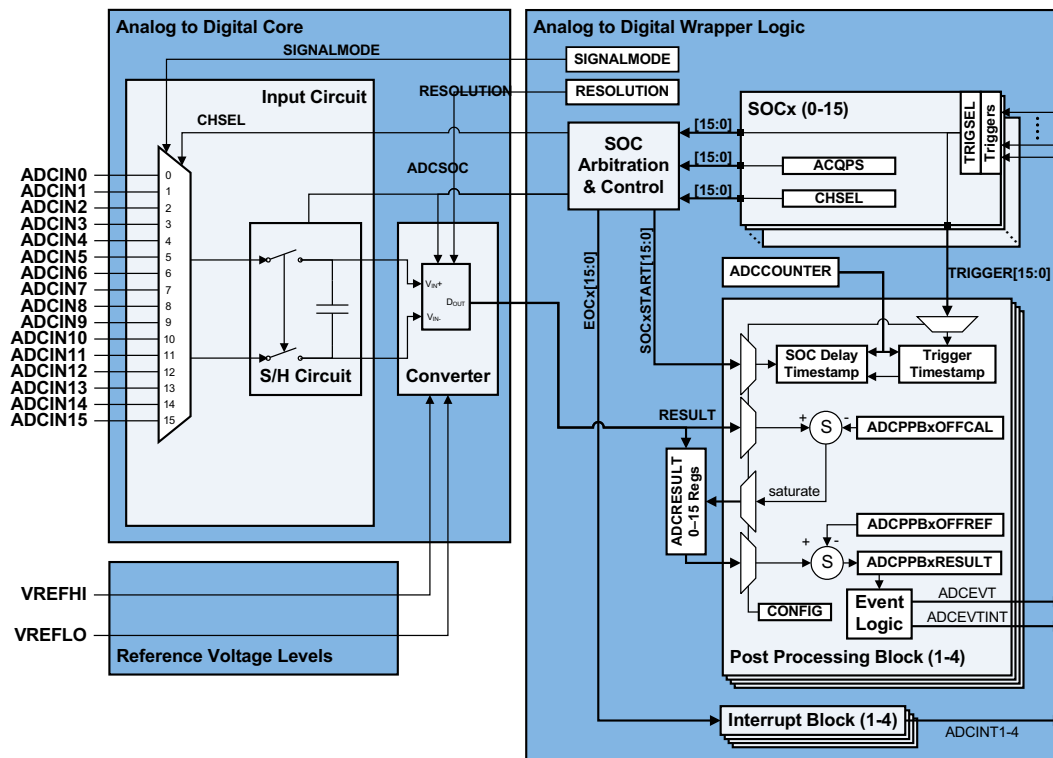
Fonte: Shachter (2018).

Figura 28 – Módulos conversores A e B da F28379D LaunchPad. a) Módulos A e B de conversores AD; b) Estrutura de cada um dos módulos AD.



Fonte: TEXAS INSTRUMENTS (2020).

Figura 29 – Esquemático de cada um dos módulos conversores da F28379D LaunchPad.



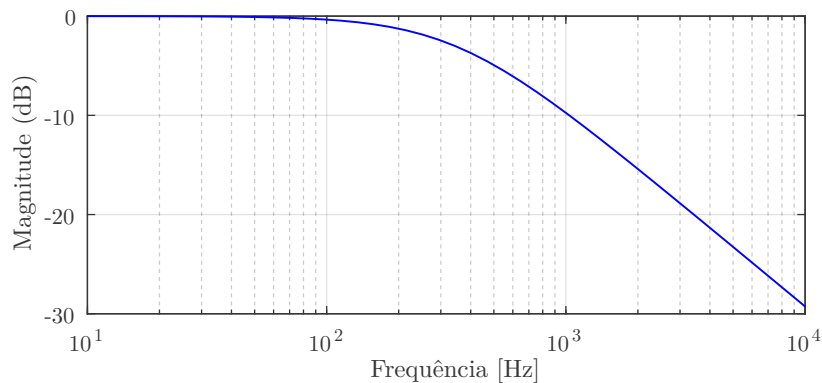
Fonte: TEXAS INSTRUMENTS (2020).

5.3.2 Filtros passivos de primeira ordem

Os sinais analógicos gerados pelo RTDS foram filtrados por filtros passivos antes de suas entradas nos MCUs. Para isso, foram considerados na plataforma a montagem de filtros passivos *anti-aliasing* de primeira ordem em função da elevada interferência eletromagnética e existência de diversas fontes de ruído no interior do laboratório. Os parâmetros considerados do filtro foram $R = 680 \Omega$ e $C = 680 \text{ nF}$, visando obter uma frequência de corte próxima a 360 Hz. A função de transferência equivalente ao filtro empregado é apresentada na Equação 5.3, enquanto a sua resposta em frequência é ilustrada na Figura 30. Vale mencionar que os cabos utilizados entre o RTDS e os filtros foram do tipo blindado com 4 pares mais um condutor de terra por cabo, com uma primeira camada de polietileno, uma segunda de PVC, e uma terceira de alumínio sobre todos os fios. Os pares são trançados também visando minorar interferências. No total tem-se 24 saídas analógicas do RTDS (6 sinais por MCU), 24 filtros passivos e, portanto, 3 cabos entre o RTDS e os filtros foram empregados.

$$f(s) = \frac{2162,629}{s + 2162,629} \quad (5.3)$$

Figura 30 – Resposta em frequência dos filtros passivos empregados na plataforma experimental.



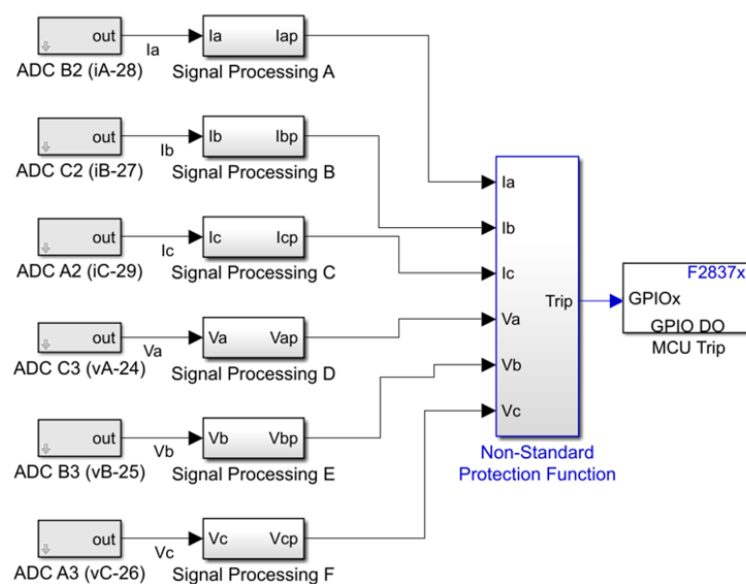
Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.3 Prototipagem das curvas de proteção nos microcontroladores

O procedimento padrão para embarcar algoritmos na F28379D Launchpad é utilizar a linguagem C conjuntamente com bibliotecas específicas de *hardware*. No entanto, um gerador automatizado de códigos também pode ser adotado para embarcar os algoritmos nos MCUs empregando o Simulink/Matlab e o Simulink Coder, usualmente intitulado de *Real-Time Workshop*. Nessa categoria de prototipagem, também conhecida como prototipagem rápida, o gerador automatizado traduz as funções em alto nível de uma linguagem específica para sintaxes e funções na linguagem nativa de um *hardware* específico. Essa categoria de prototipagem foi empregada nesta pesquisa.

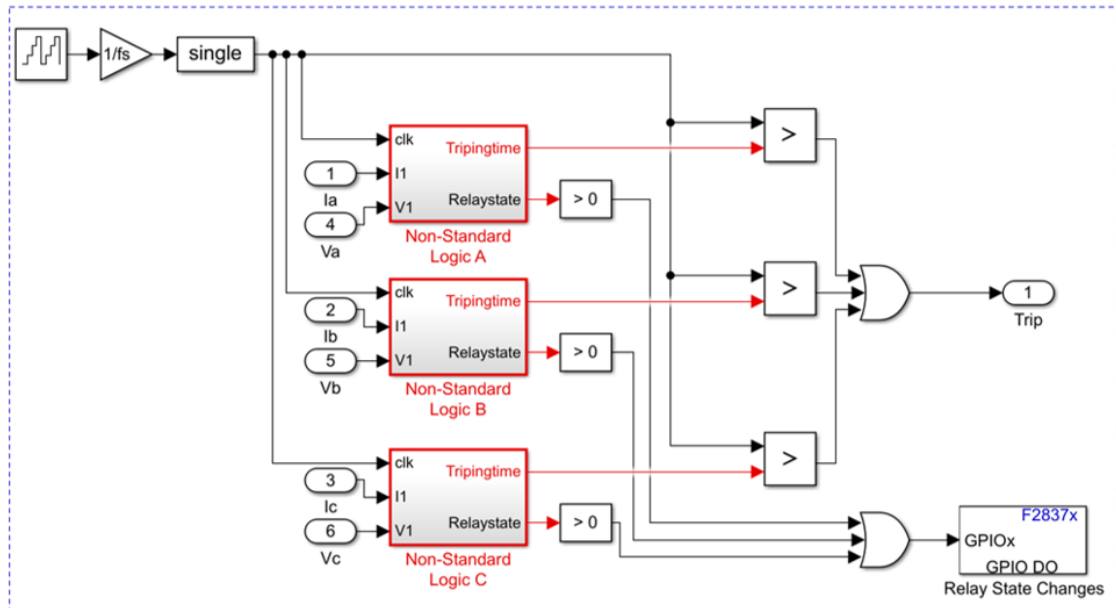
Dessa forma, cria-se um projeto específico em ambiente Simulink e as características de *hardware* específicas do MCU são devidamente importadas. Vale salientar que esse tipo de importação se torna possível apenas se o Simulink possuir a habilitação para o Simulink Coder. No projeto, a maior parte do algoritmo a ser embarcado nas MCUs é representada utilizando blocos do Simulink, como ilustram as Figuras 31 e 32. As partes mais complexas do algoritmo e/ou que demandam uma maior quantidade de operações foram implementadas em linguagem C no Simulink utilizando a funcionalidade *C Caller*. Esse procedimento também implica em uma redução no tempo de processamento do algoritmo, visto que o código em C é executado mais rapidamente que as funções em Matlab, podendo ainda ser otimizadas oportunamente, se necessário. Um exemplo dessa categoria de aplicação é apresentado na Figura 33, onde o cerne do algoritmo que representa a característica não padronizada de proteção é codificado em C e o *C Caller* é empregado. Outro exemplo de aplicação foi a implementação da transformada discreta de Fourier para extração da componente fundamental dos sinais de tensão e corrente, também feita em C. Dessa maneira, após a confecção do algoritmo a ser embarcado nos MCUs é possível sua execução ainda em ambiente Simulink, possibilitando a minoração de erros e otimização do algoritmo. Por fim, escolhendo o *hardware* específico (F28379D Launchpad, nesta pesquisa), o algoritmo é embarcado nos MCUs e um relatório final é gerado pelo Simulink com informações sobre o êxito da prototipagem. Logo, para o processo de prototipagem aqui empregado, foram necessários os seguintes produtos do Matlab: i) Matlab Coder; ii) Simulink; iii) Simscape; iv) Simulink Coder; e v) Embedded Coder.

Figura 31 – Implementação da característica híbrida de atuação para prototipagem nos MCUs: Entrada dos módulos conversores e saída do *trip* nas GPIOs.



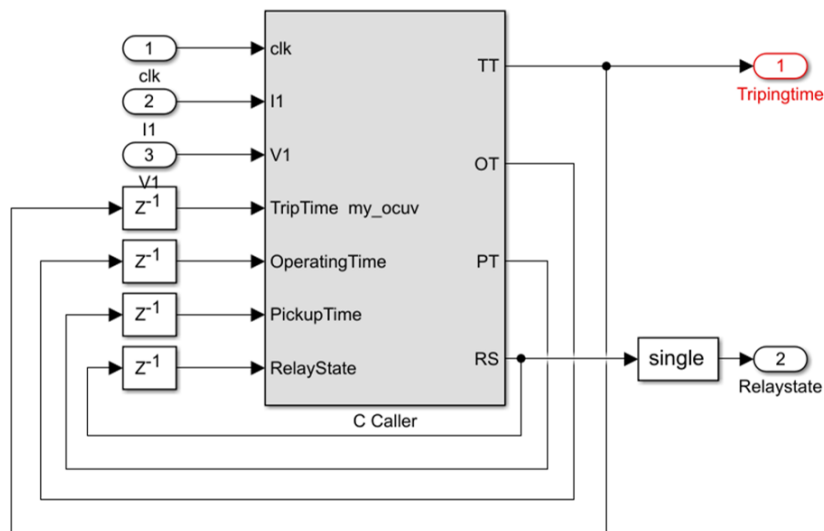
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 32 – Implementação da característica híbrida de atuação para prototipagem nos MCUs: Visão interna ao bloco modelado para a proteção.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 33 – Exemplo de aplicação da funcionalidade *C Caller* para prototipagem de algoritmos no MCU: Chamada da característica não padronizada implementada em C.



```

1 //Code that represents the non-standard protection curve
2 //C Caller
3
4 #include "myLibAM32.h"
5 #include <math.h>
6
7 #define N 32
8
9 void my_ocuv(float clk, float I1, float V1, const float Ipickup, const float
10
11
12     float Ir, Vr, FMSc, FMSv;
13
14 if (RelayState == 0 && I1 < Ipickup || V1 > Vpickup){ // Prevents TripTime an
15     TripTime = 9999999;
16     OperatingTime = 9999999;
17     PickupTime = 0;
18 }
19
20 if (RelayState == 0 && I1 > Ipickup && V1 < Vpickup){ // If current exceed th
21     PickupTime = clk;

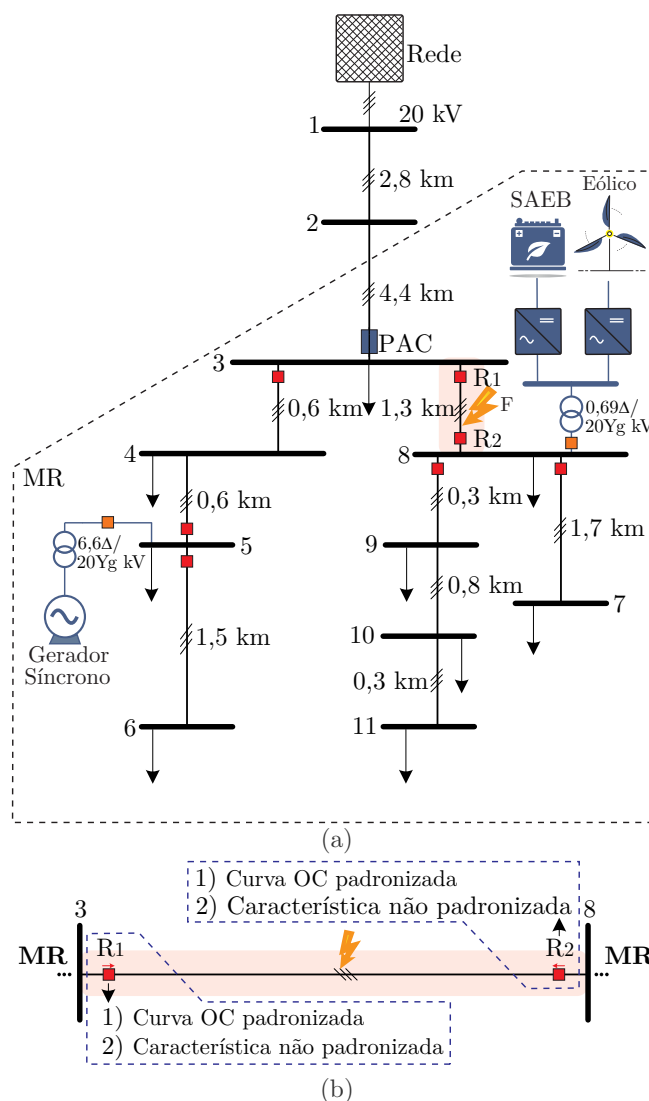
```

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4 Descrição dos testes

A MR utilizada para verificar a eficiência da plataforma HIL é a mesma apresentada no Capítulo 4. Não obstante, para os primeiros testes experimentais apenas uma pequena porção da MR é considerada, em termos de proteção, como elucida a Figura 34. GS representando uma fonte despachável opera com controle P-Q no modo conectado à rede e com controle f-V para o modo ilhado, atuando, portanto, como *slack* para a MR. Para o gerador eólico é importante salientar sua limitada contribuição para as faltas, aqui assumida como 1,5 pu. Por fim, o sistema de armazenamento de energia opera conjuntamente ao gerador eólico com o propósito de suavização de potência.

Figura 34 – Detalhes específicos do modelo de microrrede empregado para os testes experimentais. a) Microrrede; b) Localização dos relés utilizados para testar a característica não padronizada de proteção.



Fonte: Elaborada pelo autor.

No que tange à proteção da MR, é possível observar pela Figura 34 que existem relés direcionais de sobrecorrente nos alimentadores. Particularmente, nesta etapa, as análises são direcionadas para os relés R_1 e R_2 . Como indicado na Figura 34, o objetivo foi testar estes relés quando embarcados com as curvas padronizadas e não padronizadas de proteção. Dessa forma, além dos testes experimentais, pôde-se obter uma comparação entre o desempenho de ambas as curvas embarcadas nos relés. Os ajustes considerados para R_1 e R_2 são apresentados na Tabela 10, onde é possível verificar que os valores das constantes k_1 , k_2 , k_3 , e k_4 são os mesmos para as duas curvas. Adicionalmente, o valor adotado para o multiplicador de tempo TMS também foi o mesmo para as duas curvas, permitindo uma comparação entre as mesmas. Os valores de *pickup* foram cuidadosamente escolhidos nesta etapa como segue. O valor de ajuste para a tensão foi de 70% da tensão nominal (para R_1 e R_2). As correntes de *pickup* foram consideradas fixadas em 93 A e 24 A para R_1 e R_2 , respectivamente. Assim como explicitado anteriormente, todos os sinais analógicos de tensão e corrente são escalados no intervalo 0 V – 3 V. Para os cenários investigados, as seguintes escalas foram empregadas: i) para os relé R_1 (em ambas as características de atuação): 3,7 kA representou 3 V, -3,7 kA representou 0 V, 16,5 kV representou 0 V, e -16,5 kV representou 0 V; ii) para o relé em direção reversa R_2 (em ambas as características de atuação): 160 A representou 3 V, -160 A representou 0 V, 16,5 kV representou 0 V, e -16,5 kV representou 0 V. Vale observar que esta diferenciação entre os relés (*backward* e *forward*) se faz necessária em função dos diferentes valores dependendo da direção analisada. Por fim, como resultado, teve-se o emprego de um total de 4 sinais digitais (*trips* dos 4 MCUs) e 24 sinais analógicos.

Tabela 10 – Ajustes empregados para os relés R_1 e R_2 considerando as características padronizada (OC) e não padronizada (OCUV) existentes na literatura.

Relé	Curva	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	k_6	k_7	TMS
R_1	OC	0,0515	0,020	1,0	0,114	–	–	–	0,38
	OCUV	0,0515	0,020	1,0	0,114	0,03	0,5	0	0,38
R_2	OC	0,0515	0,020	1,0	0,114	–	–	–	0,15
	OCUV	0,0515	0,020	1,0	0,114	0,03	0,5	0	0,15

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5 Experimentos em tempo real

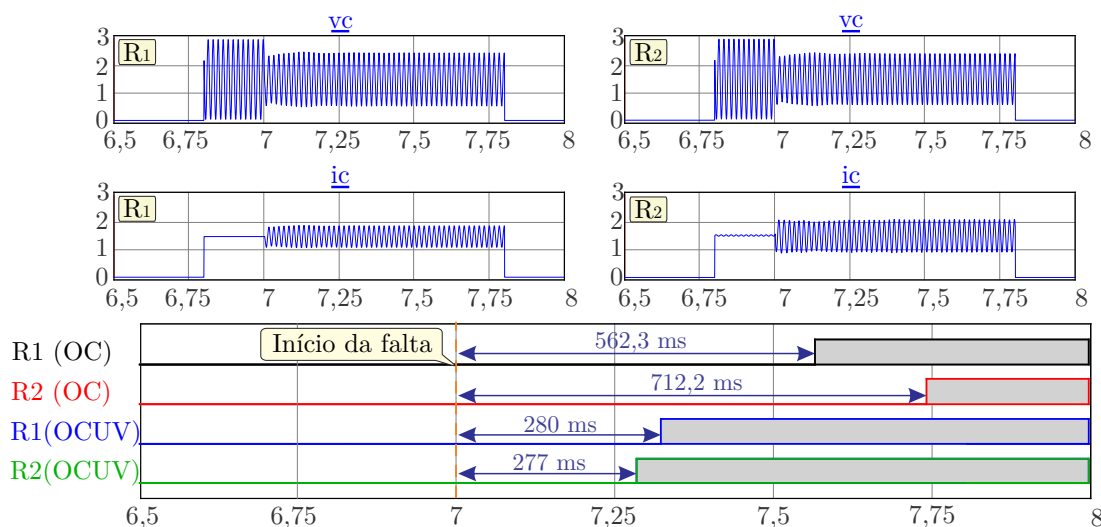
Na sequência, diferentes experimentos em tempo real considerando a proteção da MR são apresentados. Para todos os testes, os sinais de corrente e tensão dos relés R_1 e R_2 são apresentados na forma em que o RTDS os gera, ou seja, escalados no intervalo 0 V – 3 V. Os sinais digitais medidos em tempo real no RTDS, enviados pelos MCUs, e que representam os *trips* dos relés, também são apresentados. Para cada teste, os *trips*

partindo da característica padronizada – $R_1(OC)$ e $R_2(OC)$ –, bem como os *trips* partindo da característica não padronizada – $R_1(OCUV)$ e $R_2(OCUV)$ – são apresentados. É importante salientar que a simulação ocorre em tempo real, isto é, os *trips* que retornam ao RTDS são os sinais digitais que partem da tomada de decisão por parte dos MCUs, que interpretam os sinais analógicos gerados pelo próprio RTDS, fazendo, portanto, com que se tenha um teste em laço fechado entre o RTDS e os MCUs.

5.5.1 Teste experimental #I

O primeiro teste realizado foi uma falta monofásica (C-terra) com uma resistência de falta de $10\ \Omega$ considerando o modo ilhado de operação da MR. Os resultados para este cenário são apresentados na Figura 35. Como descrito anteriormente, a figura apresenta os sinais de tensão e corrente dos relés R_1 e R_2 convertidos em sinais analógicos de tensão em um intervalo de 0 a 3 V. Esses são os sinais gerados pelo RTDS e injetados nos MCUs após passarem pelos filtros passivos. Ainda nessa figura, os *trips* gerados pelos MCUs e que retornam ao RTDS também são exibidos. Pode-se verificar que como as correntes medidas pelo relé R_2 foram relativamente pequenas (em função da baixa contribuição do gerador eólico), o tempo de atuação resultante de R_2 quando considerando a característica padronizada de atuação foi maior (712 ms). Alternativamente, mesmo com uma diminuição moderada na tensão para esta falta, a característica não padronizada de proteção permitiu uma atuação mais rápida (277 ms). Um comportamento semelhante é observado para o relé R_1 , cuja atuação ocorreu aos 280 ms com a característica não padronizada e aos 562 ms com a característica padronizada de proteção.

Figura 35 – Teste em tempo real #I: falta monofásica (C-terra) com resistência de falta de $10\ \Omega$ considerando a microrrede ilhada: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos *trips*.

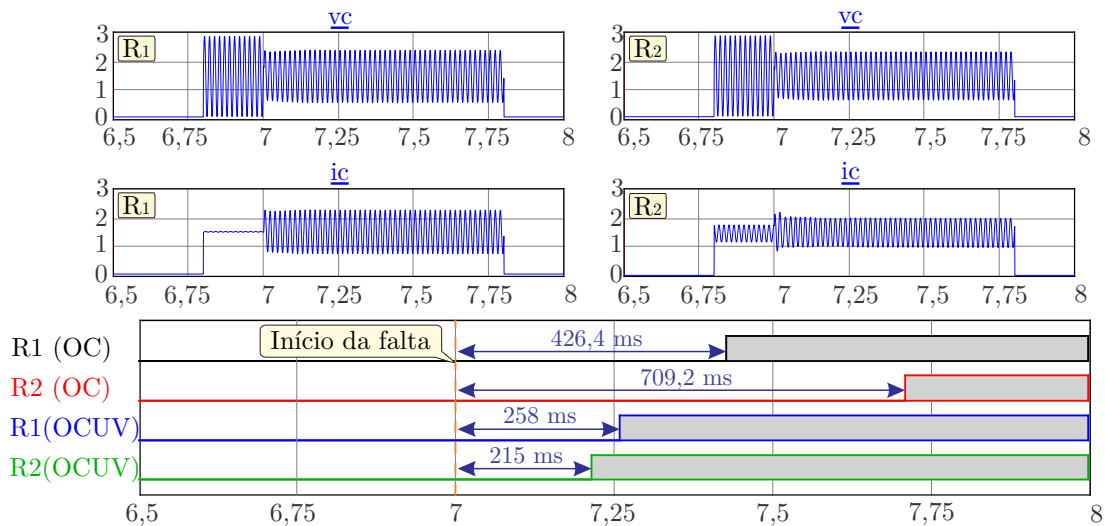


Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5.2 Teste experimental #II

No segundo teste, um comportamento similar foi verificado. A falta considerada foi monofásica (C-terra) com uma resistência de falta de 5Ω , todavia, considerando o modo conectado à rede da MR. Os resultados desse teste são apresentados na Figura 36. Uma vez mais, por causa da baixa corrente na direção reversa à falta, o tempo de atuação do relé R_2 foi consideravelmente elevado (709 ms). Na direção adiante, o tempo de atuação foi de 426 ms. Por outro lado, considerando a característica não padronizada de proteção, os tempos de atuação foram 258 e 215 ms, respectivamente, para os relés R_1 e R_2 .

Figura 36 – Teste em tempo real #II: falta monofásica (C-terra) com resistência de falta de 5Ω considerando a microrrede conectada à rede principal: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos *trips*.

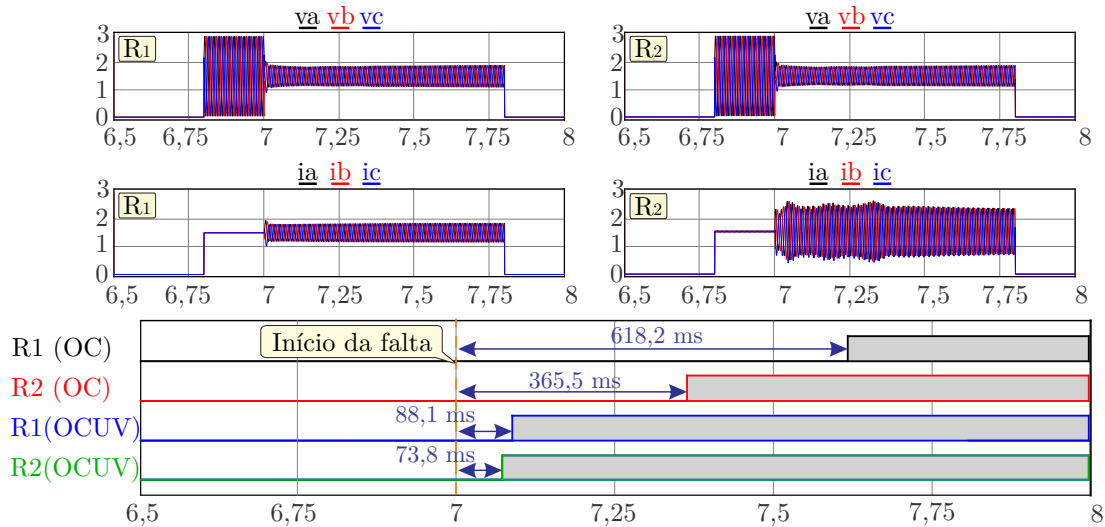


Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5.3 Teste experimental #III

O desempenho da proteção para uma falta do tipo ABC-terra com uma resistência de falta de 5Ω considerando a MR em modo ilhado é ilustrado na Figura 37. Nesta figura é possível notar que com a queda mais acentuada das tensões durante a falta, a característica não padronizada (OCUV) de proteção foi ainda mais rápida. Alternativamente, a característica padronizada de sobrecorrente (OC), não tirando proveito dos sinais de tensão no processo de cálculo do tempo de atuação, apresenta tempos superiores de atuação. Destaca-se que, em se tratando de faltas sólidas, as quedas de tensão podem ser ainda mais acentuadas, favorecendo a atuação da característica não padronizada e híbrida de proteção.

Figura 37 – Teste em tempo real #III: falta trifásica (ABC-terra) com resistência de falta de 5Ω considerando a microrrede ilhada: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos *trips*.

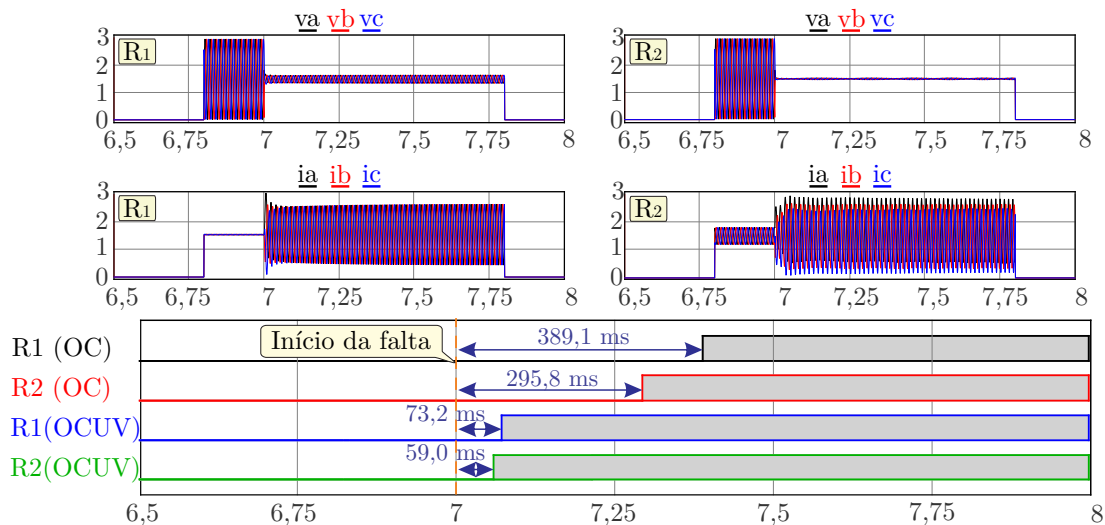


Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5.4 Teste experimental #IV

No quarto teste, reportado na Figura 38, considerou-se uma falta trifásica (ABC-terra) sólida estando a MR conectada à rede principal. Verifica-se que nessa situação a característica não padronizada apresenta um tempo de atuação ainda mais rápido. De maneira complementar, sendo esta uma falta trifásica sólida, a característica padronizada de sobrecorrente também atua satisfatoriamente, porém com um tempo de atuação mais elevado.

Figura 38 – Teste em tempo real #IV: falta trifásica (ABC-terra) sólida considerando a microrrede conectada à rede principal: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos *trips*.

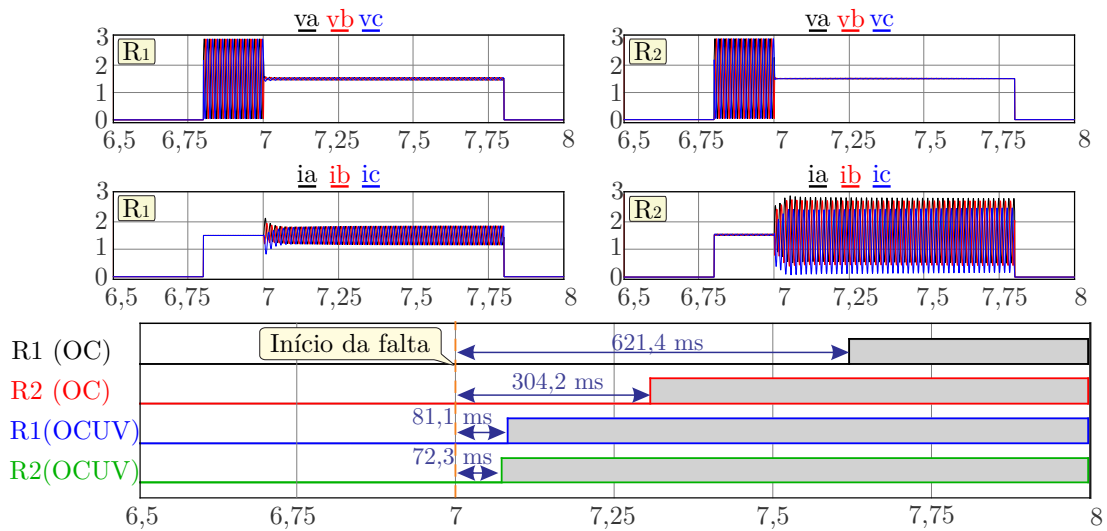


Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5.5 Teste experimental #V

O quinto teste experimental consiste em uma falta trifásica (ABC-terra) sólida considerando o modo ilhado de operação da MR (Figura 39). Nessa situação, a corrente de falta observada é menor que a medida em modo conectado à rede principal (Figura 38). Enquanto a característica padronizada apresenta um tempo de atuação consideravelmente elevado, a característica não padronizada de proteção apresenta uma rápida atuação em função da queda elevada de tensão durante a falta.

Figura 39 – Teste em tempo real #V: falta trifásica (ABC-terra) sólida considerando a microrrede ilhada: correntes e tensões medidas de R_1 e R_2 , e apresentação dos *trips*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

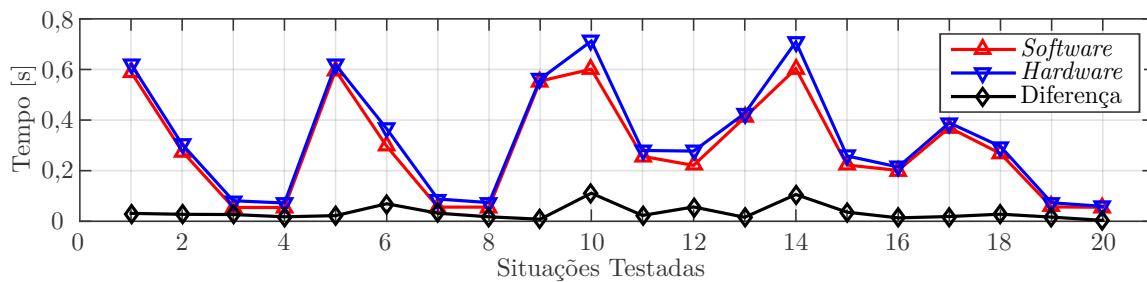
5.6 Acurácia da implementação experimental

Com vistas a analisar a acurácia da implementação em *hardware* apresentada neste capítulo, uma comparação é realizada entre o desempenho da proteção obtido por meio da plataforma experimental e por meio das simulações computacionais. A Tabela 11 mostra os tempos obtidos considerando as características padronizada e não padronizada para os cinco testes realizados. Nessa tabela, os tempos de atuação obtidos experimentalmente e mediante simulações são comparados, destacando a diferença entre *hardware* e *software*. É possível observar que os tempos obtidos por meio da plataforma experimental são ligeiramente superiores, em função dos elementos físicos da plataforma, como condutores, filtros, e elementos adicionais, como ruídos. A Figura 40, no que lhe concerne, ilustra graficamente essa comparação considerando todas as situações testadas na bancada experimental. Do exposto, é possível concluir que o desempenho da proteção foi muito similar considerando a implementação em *hardware* e os resultados obtidos mediante simulações.

Tabela 11 – Comparação entre os resultados obtidos através da implementação em *hardware* e através de simulações computacionais (segundos).

Teste	Relé	<i>Software</i>	<i>Hardware</i>	Diferença
I	R_1 (OC)	0,554	0,562	0,008
	R_2 (OC)	0,601	0,712	0,111
	R_1 (OCUV)	0,257	0,280	0,023
	R_2 (OCUV)	0,221	0,277	0,057
II	R_1 (OC)	0,411	0,426	0,016
	R_2 (OC)	0,603	0,709	0,106
	R_1 (OCUV)	0,222	0,258	0,036
	R_2 (OCUV)	0,201	0,215	0,014
III	R_1 (OC)	0,596	0,618	0,022
	R_2 (OC)	0,296	0,366	0,069
	R_1 (OCUV)	0,056	0,088	0,032
	R_2 (OCUV)	0,056	0,074	0,018
IV	R_1 (OC)	0,370	0,389	0,019
	R_2 (OC)	0,268	0,296	0,028
	R_1 (OCUV)	0,057	0,073	0,017
	R_2 (OCUV)	0,055	0,059	0,004
V	R_1 (OC)	0,590	0,621	0,031
	R_2 (OC)	0,277	0,304	0,028
	R_1 (OCUV)	0,055	0,081	0,027
	R_2 (OCUV)	0,055	0,072	0,018

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 40 – Tempos de atuação obtidos para todas as situações testadas: comparação entre *hardware* e *software*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.7 Discussão

Este capítulo apresentou uma plataforma HIL para teste de proposições de proteção em MRs, sobremaneira, considerando curvas não padronizadas e híbridas de proteção. Nas investigações experimentais, curvas padronizadas e não padronizadas foram embarcadas em quatro MCUs da Texas Instruments, modelo C2000 Delfino F28379D, possibilitando uma comparação entre as mesmas. É importante destacar que testes experimentais em

tempo real, como os aqui apresentados, são imperativos para uma possível implementação em campo de curvas não padronizadas, ou de estratégias de proteção de maneira geral. Uma comparação entre curvas padronizadas e não padronizadas também foi apresentada utilizando os resultados obtidos através dos experimentos em ambiente de *hardware*, onde se verificou que a característica não padronizada e híbrida de atuação se mostrou mais vantajosa e promissora como possibilidade de aplicação para a proteção da MR. É importante pontuar que mesmo com um longo tempo de operação, as curvas padronizadas foram sensibilizadas nas comparações realizadas nesse capítulo. Esses tempos de operação poderiam ser reduzidos ao diminuir os valores de TMS , o que nem sempre é possível, em virtude da coordenação entre os dispositivos. Logo, é importante salientar que as vantagens das curvas padronizadas não se limitam aos tempos de operação reduzidos, estando essas também atreladas à possibilidade de coordenação com tempos reduzidos, aspecto esse endereçado com mais detalhes no próximo capítulo.

Adicionalmente, as análises e comparações delineadas consubstanciaram o sucesso da implantação da plataforma HIL, visto que os resultados obtidos pela plataforma e os obtidos via *software* tiveram grande proximidade. Destaca-se que a validação aqui apresentada, as diretrizes de implementação em *hardware*, bem como a própria plataforma HIL implantada, poderão ser úteis para pesquisas futuras associadas com a proteção de MRs. No Capítulo 6, esta plataforma é empregada para fins de validação da estratégia central proposta nesta tese para a proteção de MRs.

ESTRATÉGIA DE PROTEÇÃO DE MICRORREDES COM NOVAS CARACTERÍSTICAS HÍBRIDAS DE ATUAÇÃO

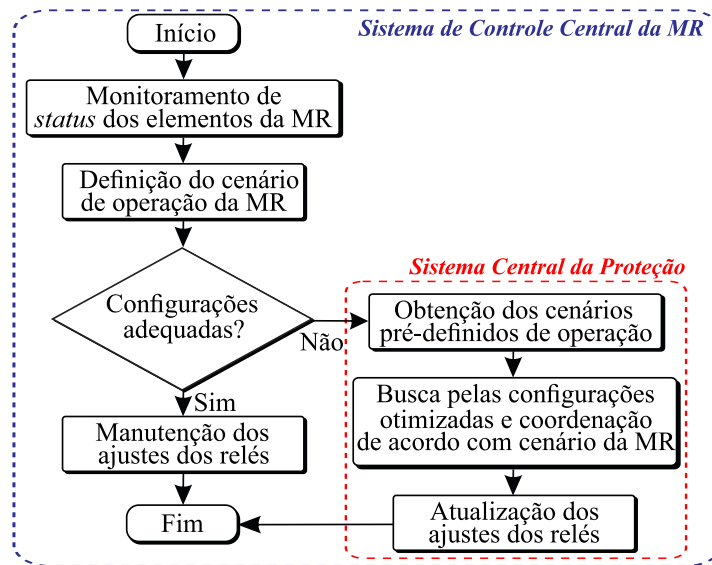
ESTE capítulo discute e apresenta os resultados derivados da estratégia adaptativa de proteção de MRs proposta nesse trabalho. Em um primeiro momento, aborda-se o conceito geral da estratégia proposta. As peculiaridades da proposição de uma nova característica híbrida e não padronizada de atuação, bem como a formulação e solução do problema de coordenação da proteção são discutidos. Por fim, os resultados obtidos são apresentados em sequência dos testes experimentais utilizando a plataforma apresentada no capítulo anterior.

6.1 Conceito da proposição

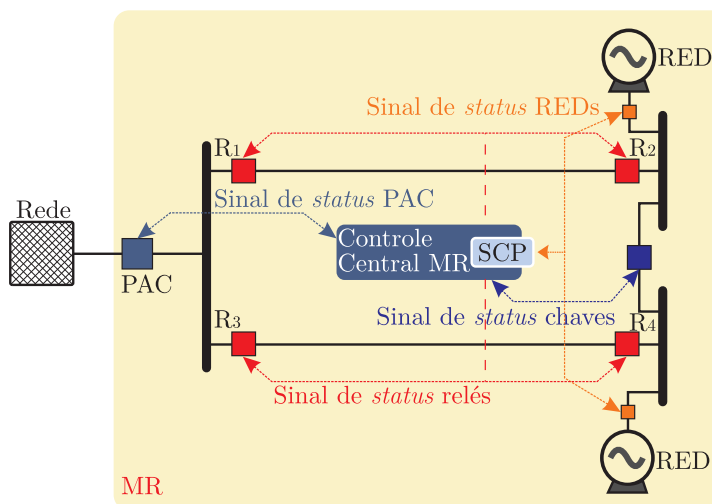
A Figura 41a apresenta um fluxograma que ilustra a interação entre a estratégia de proteção proposta e o sistema de controle central (SCC) da MR. É importante evidenciar que a operação da MR é dotada de alta flexibilidade e, por esse motivo, não é vantajoso que uma estratégia de proteção desconsidere as mudanças dos estados operacionais da MR. A Figura 41b ilustra uma MR hipotética e as informações requeridas pela estratégia de proteção para a obtenção de uma característica adaptativa. As informações monitoradas são: i) *status* do PAC, sendo possível determinar se a MR está ilhada ou conectada à rede principal; ii) *status* dos REDs, sendo possível determinar quais deles estão conectados ou não à MR; iii) *status* das chaves e dos relés da MR, sendo possível determinar a topologia em operação da MR e se alguma ação de *self-healing* está em curso ou não. Como uma MR tem seus elementos de rede e cenários de operação conhecidos, torna-se possível determinar se os ajustes da proteção são os adequados para uma condição de operação da MR. Por conseguinte, se existir alguma mudança no cenário de operação, configurações otimizadas

e pré-definidas são providenciadas pelo Sistema Central de Proteção (SCP) aos relés da MR. Do exposto, vale destacar que a operação da estratégia de proteção proposta se dá de forma descentralizada, contando com um SCP que detém configurações otimizadas previamente estabelecidas e responsável por transmitir as novas configurações, quando necessário. Assim sendo, verifica-se que o conceito da estratégia adaptativa de proteção pode ser compreendido como uma atribuição a ser integrada ao SCC da MR.

Figura 41 – Conceito geral da estratégia adaptativa de proteção proposta. a) Relação entre o sistema de controle central da MR e o sistema central de proteção; b) Monitoramento de informações na MR.



(a)



(b)

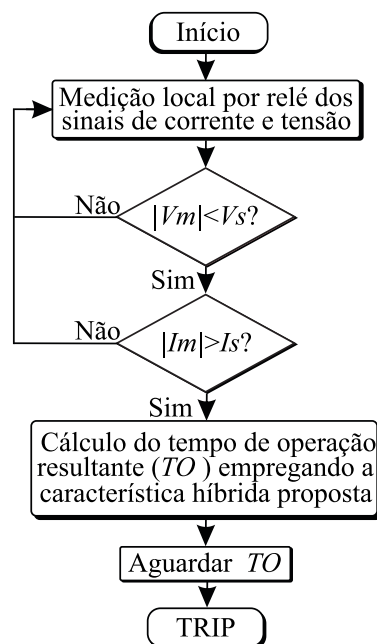
Fonte: Elaborada pelo autor.

A estratégia adaptativa de proteção proposta emprega uma nova característica híbrida e não padronizada de atuação, apresentando eficiência aos relés primários e de retaguarda da MR. A lógica de atuação é simples, como ilustra a Figura 42. Nota-se que localmente e de maneira descentralizada, os sinais de tensão e corrente são monitorados pelos relés

direcionais de sobrecorrente, assim como é feito na proteção usualmente empregada em SDs. Se os ajustes previamente definidos são atingidos, os tempos de operação da proteção são calculados por meio da nova característica híbrida de proteção, apresentada de maneira detalhada na subseção 6.1.1. Na estratégia proposta, se um relé de proteção primária vier a falhar, tem-se a chance de isolamento da falta através de um relé de retaguarda, quando cabível, onde um Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) mínimo deve ser respeitado. Portanto, os relés primários são cobertos por relés de retaguarda, quando necessário. Embora não representado na Figura 42, assume-se que os relés possuem uma unidade direcional e que as direções das correntes de falta podem ser determinadas pelos mesmos.

Informações específicas acerca da estratégia adaptativa de proteção proposta são apresentadas na sequência. Na subseção 6.1.1, a característica híbrida e não padronizada proposta é apresentada de maneira detalhada. Ainda nessa subseção, uma comparação entre a característica proposta e outras existentes é apresentada, evidenciando suas potencialidades. Na subseção 6.1.2, discutem-se aspectos associados ao problema de otimização da coordenação da proteção e definição dos conjuntos de restrições. O aspecto de solução do problema de otimização formulado é abordado na subseção 6.1.3. Considerações sobre a identificação de mudanças nas condições de operação, comunicação entre dispositivos de proteção e demais condições de contorno são apresentadas na subseção 6.1.4. Em sequência, os resultados obtidos são apresentados na seção 6.2, enquanto as investigações experimentais são apresentadas na seção 6.3, onde a plataforma implantada no Capítulo 5 é utilizada.

Figura 42 – Fluxograma representativo do processo de operação da proteção.



Fonte: Elaborada pelo autor.

6.1.1 *Uma característica híbrida e não padronizada de atuação para a proteção de microrredes*

Uma nova característica híbrida e não padronizada de proteção é proposta nessa pesquisa. Essa característica emprega os sinais de corrente e tensão no processo de cálculo do tempo de operação dos relés existentes na MR, localmente. Vale destacar que os relés direcionais de sobrecorrente já dispõem de medições de tensão, fornecidas por TPs, visto que a direcionalidade é definida com base na diferença angular entre a tensão e a corrente. Desse modo, o emprego desta característica híbrida requer os sinais já disponíveis em um relé direcional de sobrecorrente convencional, não sendo necessário, portanto, nenhum tipo de medição adicional. O tempo de operação da característica proposta é dado pela Equação 6.1. Destaca-se ainda que os múltiplos de corrente e de tensão também podem ser tratados de modo direto, como elucidada a Equação 6.2 e a Equação 6.3.

$$TO = \left(\frac{A}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^B} + D \right) \left(\left(E \frac{V_f}{V_s} \right)^\lambda + F \right) \times \zeta, \quad (6.1)$$

$$M_i = \frac{I_f}{I_s}, \quad (6.2)$$

$$M_v = \frac{V_f}{V_s}, \quad (6.3)$$

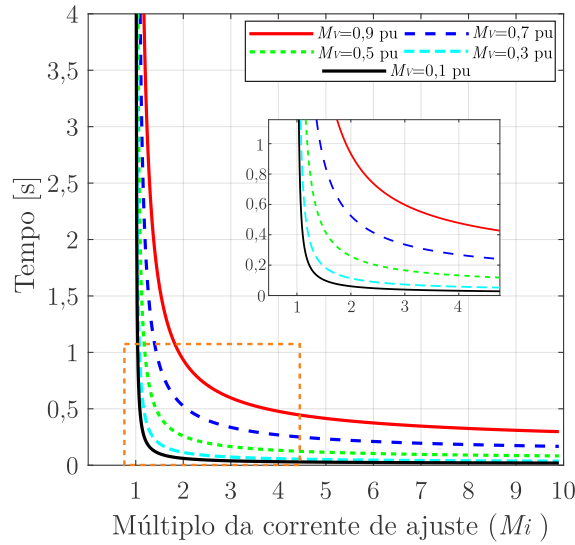
em que TO é o tempo de operação e $\Lambda = [A, B, C, D, E, F, \lambda]$ é o conjunto de valores constantes da característica. I_f e I_s são os valores das correntes de falta e de ajuste. Logo, a relação entre esses valores resulta em um múltiplo da corrente de ajuste (Equação 6.2). De modo análogo, V_f e V_s são os valores das tensões de falta e de ajuste, cuja relação resulta em um múltiplo da tensão de ajuste (Equação 6.3). Por fim, ζ é um multiplicador de tempo variável que possibilita a coordenação entre os dispositivos de proteção da MR. Verifica-se do exposto que a característica híbrida proposta é composta de duas parcelas, quais sejam: i) uma primeira dependente dos sinais de corrente, cuja equação é padronizada e usualmente empregada nos relés direcionais de sobrecorrente; e ii) uma segunda parcela dependente dos sinais de tensão, fornecendo uma característica híbrida ao conjunto e diminuindo os tempos totais de operação. O conjunto definido para as constantes da característica híbrida aqui proposta foi $\Lambda = [0,515; 0,020; 1,000; 0,114; 0,600; 0,030; \lambda]$. A constante λ , muito embora não seja uma variável do problema de otimização, pode assumir valores em um intervalo $\tau = [2,5; 10]$, cujos contornos desse intervalo foram definidos de maneira empírica visando garantir o funcionamento satisfatório da característica de atuação proposta. Deve-se observar que valores mais elevados de λ propiciam tempos de operação ligeiramente menores, ao passo que valores menores implicam em tempos de operação ligeiramente maiores. Dessa forma, a definição de λ parte da garantia que o problema de otimização e coordenação da proteção seja solucionado sem restrições, como apresentado

oportunamente na sequência. Por fim, I_s , V_s e ζ podem ser tratados como valores fixados ou como variáveis do problema de otimização da coordenação da proteção. A maneira com que se trata o problema de otimização e coordenação da proteção considerando essa característica de atuação é discutida com mais detalhes na subseção 6.1.2.

Como apresentado nos capítulos anteriores, destaca-se que as características padronizadas de sobrecorrente dependem apenas das medições de corrente, implicando em tempos de operação elevados para alguns casos, ou ainda, prejudicando a operação confiável da proteção e sua coordenação para o contexto das MRs. Por outro lado, pode-se verificar que a característica híbrida e não padronizada proposta traz uma combinação de uma equação padronizada de sobrecorrente com uma parcela associada às medições de tensão durante as faltas, cujos resultados se mostram favoráveis para os cenários de operação das MRs. Há de se destacar ainda que o panorama da coordenação também é um fator crucial, visto que uma estratégia de proteção de MRs pode se tornar inviável por não apresentar seletividade entre os dispositivos de proteção. Por fim, é importante destacar que para a atuação da proteção em consonância com a estratégia proposta, deve-se ter concomitantemente que $|V_m| < V_s$ e $|I_m| > I_s$, como foi ilustrado na Figura 42. Assim sendo, situações que não se enquadram nessas condições não ativam a contagem de tempo dos relés e, portanto, suas atuações. Alguns aspectos operacionais da característica proposta são apresentados na sequência.

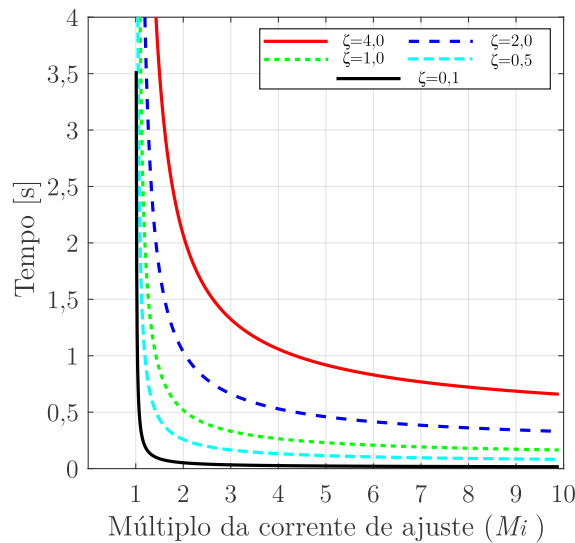
Inicialmente, a Figura 43 ilustra o comportamento da característica híbrida proposta e os impactos da tensão e corrente durante as faltas considerando um multiplicador de tempo fixado $\zeta = 0,50$ e $\lambda = 2,5$. Diferentemente das curvas padronizadas, quando a tensão durante as faltas tende a valores menores, os tempos de operação são reduzidos de maneira substancial, como se observa na Equação 6.1. Esse tipo de comportamento é promissor para os cenários de falta na MR onde as contribuições para as correntes de falta não são elevadas, mas as tensões decaem moderadamente. A Figura 44, por sua vez, evidencia os impactos do multiplicador de tempo ζ considerando um valor específico de múltiplo da tensão de ajuste $M_v = 0,50$ pu. Como ζ é uma variável de ajuste, a sua alteração traz a possibilidade de coordenação entre os dispositivos de proteção, aspecto não considerado em uma parte das proposições recentes para a proteção de MRs. De maneira complementar, a Figura 45 ilustra as respostas da característica proposta em função de diferentes valores de λ considerando valores fixados para M_v e ζ . Como discutido anteriormente, é possível verificar que os valores mais próximos do limite superior de λ ($\lambda_{max} = 10$) ocasionam uma resposta mais rápida da proteção. Deve-se garantir, no entanto, que o valor escolhido de λ permita que a solução do problema de otimização seja factível, isto é, não implique em violações de restrições.

Figura 43 – Impacto das mudanças na tensão durante faltas (M_v) na característica híbrida e não padronizada proposta, considerando $\zeta = 0,50$ e $\lambda = 2,5$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

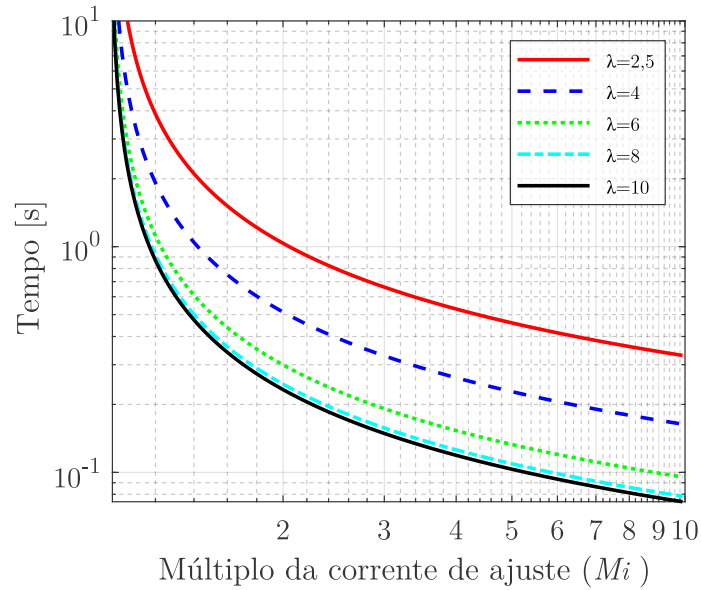
Figura 44 – Impacto das mudanças de ζ na característica híbrida e não padronizada proposta, considerando $M_v = 0,50$ pu e $\lambda = 2,5$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 46 apresenta a resposta generalizada da característica híbrida proposta. Nessa figura, é possível observar os tempos de operação para pares distintos de múltiplos de corrente e tensão considerando um multiplicador de tempo fixado $\zeta = 0,50$ e $\lambda = 2,5$. Como destacado na figura, algumas regiões de interesse podem ser apontadas. Na Região A, diferentemente das curvas padronizadas, quando a tensão durante as faltas tende a valores pequenos, o tempo de operação também tende a ser pequeno, mesmo com uma baixa corrente de falta. Esse comportamento é de interesse, tendo em vista a contribuição limitada

Figura 45 – Impacto das mudanças na constante λ na característica híbrida e não padronizada proposta, considerando $M_v = 0,50$ pu e $\zeta = 2,0$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

de alguns geradores na MR. Na Região B, tem-se uma área onde ambos os sinais de tensão e corrente contribuem para um baixo tempo de operação dos relés. Na Região C, tem-se uma queda moderada na tensão, e uma elevação moderada na corrente de falta. Logo, o tempo de operação também tende a apresentar um valor moderado. Alternativamente, na Região D, são encontrados cenários onde as tensões são próximas à tensão de ajuste, mas as correntes de falta são elevadas. Como resultado, mesmo com uma pequena diminuição na tensão durante as faltas, o tempo de operação é consideravelmente pequeno. Em outras características híbridas encontradas na literatura, esse comportamento não ocorre, como será apontado em momento oportuno. De maneira complementar, apresenta-se a Figura 47, que ilustra as respostas generalizadas da característica proposta, alterando-se os ajustes multiplicadores de tempo ζ .

A Figura 48 traz um exemplo de emprego da característica híbrida proposta considerando um caso hipotético com baixa corrente de falta em uma MR, com início aos 0,1 s. Nesse exemplo, mesmo com uma menor elevação nas correntes de falta, as tensões tiveram um decaimento considerável, fazendo com que a característica híbrida proposta apresentasse uma rápida atuação aos 0,1822 s. Tendo em vista as dificuldades enfrentadas pela característica padronizada de sobrecorrente, já discutidas anteriormente, a mesma apresentou uma atuação com tempo elevado aos 2,3295 s e, por isso, a atuação resultante não é ilustrada na figura, cuja escala foi limitada em 0,4 s. Alternativamente, uma característica não padronizada e bem difundida, proposta por Saleh *et al.* (2015), também foi comparada. Embora essa característica considere as tensões para a determinação dos tempos de operação, a proposta desses autores conduziu a uma atuação aos 0,9077 s

Figura 46 – Resposta completa da característica híbrida e não padronizada de proteção proposta considerando $\zeta = 0,30$ e $\lambda = 2,5$.

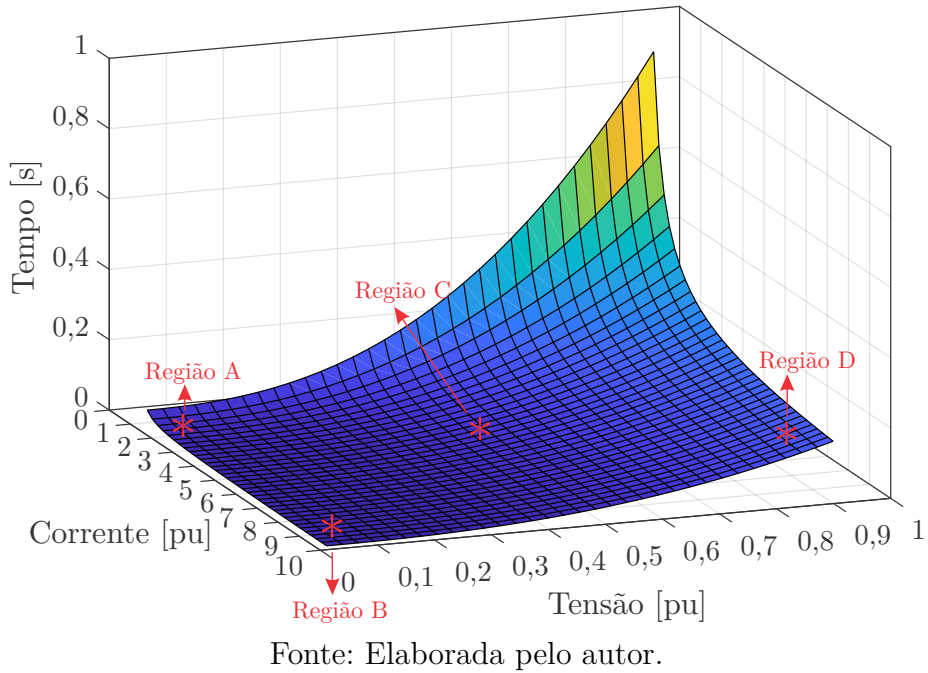
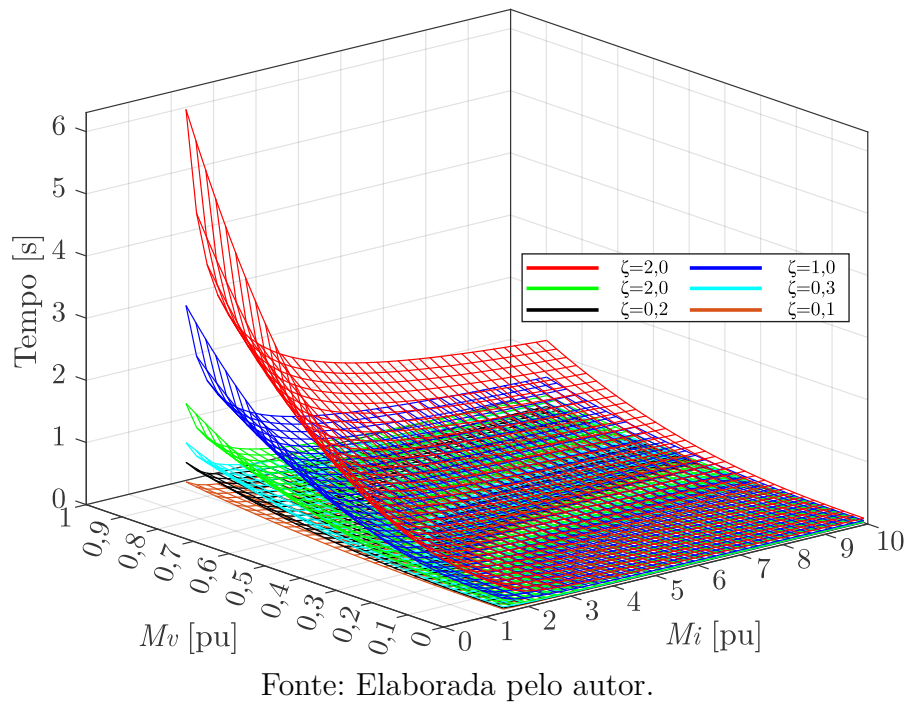


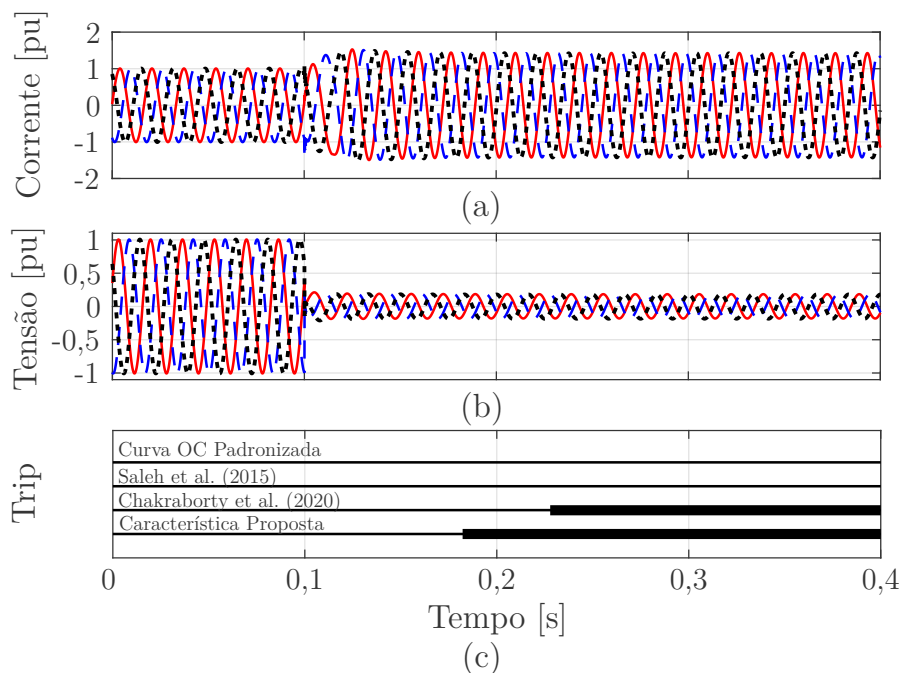
Figura 47 – Diferentes respostas da característica híbrida e não padronizada proposta para diferentes valores de ζ com $\lambda = 2,5$.



para esse cenário com baixas correntes de faltas. Dessa forma, a estratégia de Saleh *et al.* (2015) possibilitou uma melhoria substancial em relação à característica padronizada de

sobrecorrente, mas ainda apresentou um tempo moderado de operação. Por fim, empregando a proposição de Chakraborty e Das (2020), a operação ocorreu rapidamente aos 0,2278 s. Vale destacar que para fins de comparação, os valores das constantes comuns às características foram mantidas iguais, considerando TMS e $\zeta = 0,30$, com $\lambda = 2,5$. Na característica proposta por Saleh *et al.* (2015), demanda-se ainda um fator adicional K , cujo valor considerado foi igual a 2,5, recorrentemente utilizado pelos autores na proposição desta característica.

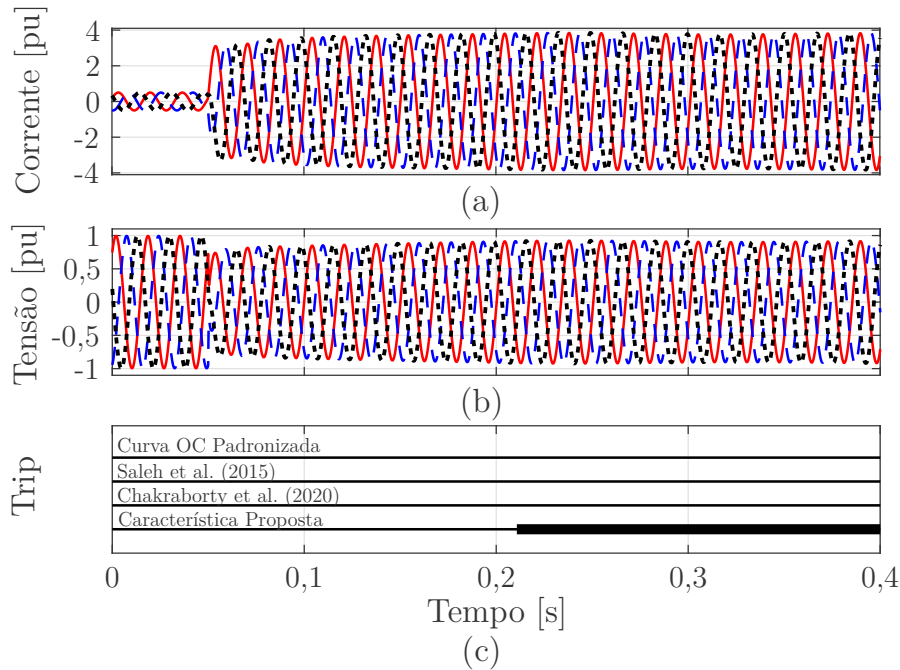
Figura 48 – Resposta de diferentes características de proteção considerando um cenário com baixas correntes de falta: a) Sinais de corrente; b) Sinais de tensão; c) Atuações da proteção considerando diferentes características.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 49 analisou-se um novo e diferente caso, onde a tensão durante a falta (V_f) apresentou um valor menor que a tensão de ajuste (V_s), isto é, $|V_f| < V_s$, mas não apresentou uma diminuição significativa. Nas investigações realizadas anteriormente ao estágio de proposição de uma nova curva híbrida de proteção, verificou-se que condições como esta fazem com que as curvas existentes apresentem tempo de operação elevados, como verificado com as curvas de Saleh *et al.* (2015) e Chakraborty e Das (2020) para esse caso. A atuação resultante da característica de Saleh *et al.* (2015) ocorreu aos 1,0478 s, enquanto a operação resultante da característica de Chakraborty e Das (2020) ocorreu aos 0,5653 s, considerando o tempo de injeção da falta igual a 0,05 s para esse caso. A característica padronizada de sobrecorrente, em função de uma elevação moderada na corrente, permitiu uma atuação aos 0,6621 s. Por fim, a característica aqui proposta permitiu uma rápida atuação aos 0,2107 s.

Figura 49 – Resposta de diferentes características de proteção considerando um cenário com diminuição moderada nas tensões de falta: a) Sinais de corrente; b) Sinais de tensão; c) Atuações da proteção considerando diferentes características.

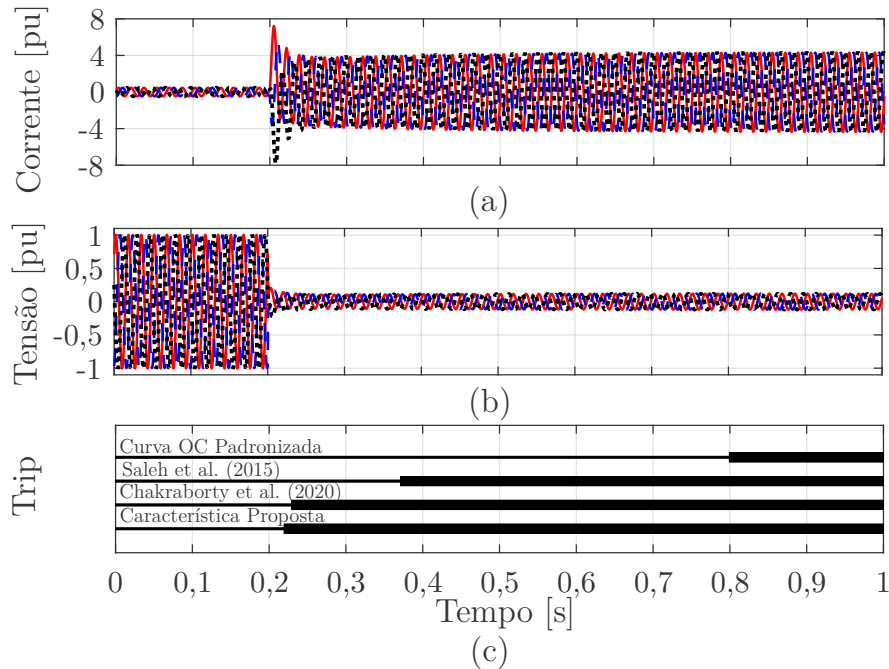


Fonte: Elaborada pelo autor.

Em outro cenário, uma falta com a MR ilhada foi utilizada para comparar a respostas das características de proteção, como apresenta a Figura 50. Mesmo em condição de ilhamento, é possível observar que a contribuição do GS fez com que as correntes medidas fossem elevadas para esse caso. Alternativamente, as tensões decaíram significativamente durante a falta. Do exposto, pode-se apontar que esta situação faltosa se mostrou favorável para todas as características de proteção. Em fato, é possível observar que os tempos de operação foram consideravelmente pequenos. Considerando a injeção da falta aos 0,2 s, a característica padronizada de sobrecorrente apresentou atuação aos 0,7988 s; a característica de Saleh *et al.* (2015) aos 0,3704 s; a característica de Chakraborty e Das (2020) aos 0,2285 s; e a característica proposta aos 0,2191 s.

Em face do que foi apresentado, observa-se que cenários representativos e de extrema relevância para a operação de uma MR em modo ilhado ou conectado à rede principal foram analisados. No primeiro cenário, representaram-se as situações onde as correntes de falta são moderadas. Foi possível observar que a característica proposta respondeu muito bem a esse cenário com uma rápida atuação. De maneira comparativa, a característica proposta foi 12,79 vezes mais rápida que a característica padronizada, 1,25 vezes mais rápida que a proposição de Chakraborty e Das (2020) e 4,98 vezes mais rápida que a proposição de Saleh *et al.* (2015). No segundo cenário, foram representadas as situações onde as diminuições dos valores de tensão durante as faltas não são tão acentuadas, fazendo

Figura 50 – Resposta de diferentes características de proteção considerando um cenário com favorável na elevação das correntes e diminuição nas tensões de falta: a) Sinais de corrente; b) Sinais de tensão; c) Atuações da proteção considerando diferentes características.



Fonte: Elaborada pelo autor.

com que a tensão durante a falta V_f seja próxima ao valor ajustado V_s . Nesse cenário, a característica híbrida proposta foi 3,14 vezes mais rápida que a característica padronizada, 2,68 vezes mais rápida que a proposição de Chakraborty e Das (2020) e 4,97 vezes mais rápida que a proposição de Saleh *et al.* (2015). Por último, um cenário representativo de faltas favoráveis à proteção da MR foi considerado, onde as correntes de falta apresentam grande elevação e as tensões de falta decaem significativamente. Nesse cenário, embora todas as características tenham apresentado tempos de operação relativamente pequenos, a característica proposta mostrou-se mais rápida. Complementarmente, a Figura 51 apresenta matrizes considerando as diversas relações entre os tempos de operação das características testadas. Nas colunas e linhas associadas a uma determinada característica é possível obter uma comparação quantitativa entre os tempos resultantes. Por fim, vale salientar que os três cenários considerados para fins de exemplo e comparação mostram-se representativos de diversas situações faltosas considerando as possibilidades de operação das MRs. Logo, ficam evidenciadas as potencialidades da característica híbrida e não padronizada proposta em relação às existentes.

Destaca-se que, na sequência, se aborda o problema de otimização e coordenação da proteção considerando vários relés com a característica híbrida proposta. Não obstante, caso seja de interesse o emprego e ajuste de um único relé com a característica proposta, o procedimento de ajuste muito se assemelha ao usualmente adotado para relés direcionais

de sobrecorrente.

Figura 51 – Matrizes com relações entre as respostas das características de proteção proposta (CP), padronizada de sobrecorrente (CS), híbrida proposta por Chakraborty e Das (2020) (CH1), e híbrida proposta por Saleh *et al.* (2015) (CH2). a) Cenário com baixas correntes de falta; b) Cenário com variações moderadas na tensão de falta; e c) Cenário favorável para a proteção.

	CP	CS	CH1	CH2
CP	1,00	0,08	0,80	0,20
CS	12,79	1,00	10,23	2,57
CH1	1,25	0,10	1,00	0,25
CH2	4,98	0,39	3,99	1,00

(a)

	CP	CS	CH1	CH2
CP	1,00	0,32	0,37	0,20
CS	3,14	1,00	1,17	0,63
CH1	2,68	0,85	1,00	0,54
CH2	4,97	1,58	1,85	1,00

(b)

	CP	CS	CH1	CH2
CP	1,00	0,27	0,96	0,59
CS	3,65	1,00	3,50	2,16
CH1	1,04	0,29	1,00	0,62
CH2	1,69	0,46	1,62	1,00

(c)

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.1.2 Problema de otimização e coordenação da proteção

Na sequência, define-se a maneira com que o problema da coordenação da proteção é tratado visando a obtenção de ajustes adaptativos otimizados para os cenários de operação possíveis das MRs. Salienta-se que a formulação do problema com suas respectivas restrições não se difere muito da formulação tradicional encontrada para relés direcionais de sobrecorrente. A função objetivo adotada para o problema é então apresentada na Equação 6.4, onde se verifica que, de maneira geral, tem-se como objetivo a minimização do tempo total de operação dos relés.

$$\min T^c(\beta_g^c) = \sum_{r=1}^{N_r} \sum_{f=1}^{N_f} (TO_{rf}^p + \sum_{b=1}^{N_b} TO_{rf}^b) \quad \forall c, \tag{6.4}$$

em que T^c é a função objetivo do problema de otimização para um cenário c e β_g^c é o grupo de variáveis do problema de otimização para um cenário c . Ainda, r é o identificador do relé, N_r é o número de relés, f é o identificador de falta e N_f é o número de faltas. Ademais, p é um indicativo para relés primários enquanto b é um indicativo para os relés de *backup* (ou retaguarda), em um total de N_b relés de *backup*. Dessa maneira, $TO_{r,f}^p$ é o tempo de operação primária do relé r para uma falta f em um cenário c . De modo análogo, $TO_{r,f}^b$ é o tempo de operação do relé de retaguarda r para uma falta f em um cenário c . Os tempos de operação dos relés ($TO_{r,f}^p$ e $TO_{r,f}^b$) são calculados em consonância com a Equação 6.1 apresentada anteriormente.

As variáveis β_g^c do problema de otimização da coordenação da proteção compreendem os parâmetros a serem ajustados na característica híbrida e não padronizada proposta. Portanto, $\beta_g^c = [I_{s,r,c} \quad \zeta_{s,r,c}] \forall r, c$, é o grupo de variáveis do problema a serem definidos para cada cenário de operação de interesse, em que $I_{s,r,c}$ é a corrente de ajuste para cada relé r e cenário c e $\zeta_{s,r,c}$ é o ajuste multiplicador de tempo para cada relé r e cenário c . Deve-se pontuar que a tensão de ajuste V_s também pode configurar como uma variável do problema de otimização considerando restrições bem definidas. Não obstante, nesse trabalho, a tensão de ajuste é um valor previamente estabelecido e fixado para todos os relés, fato este, detalhado oportunamente.

Embora o objetivo seja a minimização dos tempos de operação dos relés da MR, o problema de otimização está sujeito a algumas restrições para que a proteção apresente não somente rapidez, mas seletividade, confiabilidade e sensibilidade. As devidas considerações sobre essas restrições são apresentadas na sequência, pontuando-se que outras restrições práticas também podem ser adicionadas ao problema, caso seja de interesse, citando-se como exemplo a suportabilidade térmica dos condutores e transformadores da MR.

6.1.2.1 Conjunto de Restrições A - Aspectos sobre coordenação

Nas situações faltosas, os relés primários e de *backup* são sensibilizados conjuntamente. Com vistas à garantia de seletividade entre os relés primários e de *backup*, os relés de *backup* devem apresentar tempos de operação que permitam a atuação preferencial dos relés primários. Dessa forma, os relés de *backup* atuam apenas em casos de quaisquer falhas associadas aos relés primários. Para tanto, dada uma falta qualquer, um valor de ITC mínimo deve ser respeitado pelos relés de *backup*, denotado como ITC_{min} . Esse valor inclui um tempo para abertura do disjuntor associado aos relés primários, um fator de segurança e outras diferenças mínimas de tempo e tolerâncias dos relés (IEEE, 2001). Por conseguinte, o problema de otimização deve ser solucionado considerando a seguinte restrição:

$$TO_{r,f}^b - TO_{r,f}^p \geq ITC_{min} \quad \forall r, f, \quad (6.5)$$

em que $TO_{r,f}^b$ é o tempo de operação do relé de *backup* R_r para uma falta f , $TO_{r,f}^p$ é o

tempo de operação do relé primário para a mesma falta f e ITC_{min} é o intervalo mínimo de tempo de coordenação.

6.1.2.2 Conjunto de Restrições B - Aspectos sobre os tempos mínimos de atuação dos relés

Uma segunda restrição do problema de otimização está associada ao tempo mínimo de operação dos relés. Muito embora o problema de otimização tenha como objetivo a minimização dos tempos de operação dos relés, os mesmos apresentam um intervalo mínimo de tempo para suas operações internas. Assim sendo, esse valor de mínimo de tempo para a operação do relé deve ser considerado no problema de otimização. Dessa maneira, tem-se matematicamente que:

$$TO_r^p, TO_r^b \geq TO_{min} \quad \forall r, f, \quad (6.6)$$

em que TO_r^p é o tempo de operação do relé primário r para uma falta f , TO_r^b é o tempo de operação do relé de *backup* r para uma falta f , e TO_{min} é o tempo mínimo de operação para quaisquer relés, faltas e cenários.

6.1.2.3 Conjunto de Restrições C - Aspectos sobre ζ dos relés

A variável de otimização ζ implica em mudanças diretas no comportamento da característica híbrida proposta, como discutido anteriormente nesse capítulo. Desse modo, a principal maneira de garantir que exista coordenação entre os dispositivos é a alteração dos valores de ζ dos relés da MR. Portanto, adiciona-se uma restrição ao problema de otimização que restrinja ζ em um intervalo de interesse, como equacionado na sequência.

$$\zeta_{rc}^{min} \leq \zeta_{s,rc} \leq \zeta_{rc}^{max} \quad \forall r, c, \quad (6.7)$$

em que ζ_{rc}^{min} é o valor mínimo de ζ de um relé r em um cenário c , $\zeta_{s,rc}^{min}$ é o valor ajustado de ζ para um relé r em um cenário c , e ζ_{rc}^{max} é o valor máximo de ζ de um relé r em um cenário c .

6.1.2.4 Conjunto de Restrições D - Aspectos sobre I_s dos relés

Uma outra restrição do problema considera os valores mínimos e máximos para as correntes de ajuste. A corrente de ajuste de um relé deve então ser escolhida como uma porcentagem (ou multiplicador) da corrente nominal da respectiva área protegida em um determinado cenário. Desse modo, torna-se possível garantir que os relés atuem apenas para condições faltosas. Logo, essa restrição imposta considerando I_s pode ser equacionada da seguinte maneira:

$$I_{rc}^{min} \leq I_{s,rc} \leq I_{rc}^{max} \quad \forall r, c, \quad (6.8)$$

em que I_{rc}^{min} é a corrente de ajuste mínima de um relé r em um cenário c , $I_{s,rc}$ é a corrente de ajuste escolhida para um relé r em um cenário c , e I_{rc}^{max} é a corrente de ajuste máxima para um relé r em um cenário c . Essas correntes podem ainda ser tratadas diretamente em valores múltiplos das respectivas correntes de carga para um determinado relé e cenário.

6.1.2.5 Conjunto de Restrições E - Aspectos sobre V_s dos relés

Por fim, tem-se ainda uma restrição associada à tensão de ajuste V_s . Caso seja de interesse tornar esta uma variável do problema de otimização, fazendo com que $\beta_g^c = [I_{s,rc} \quad V_{s,rc} \quad \zeta_{s,rc}] \forall r, c$, os valores mínimos e máximos para as tensões de ajuste devem ser definidos, como descrito na Equação 6.9, de modo a limitar $V_{s,rc}$ em contornos de interesse:

$$V_{rc}^{min} \leq V_{s,rc} \leq V_{rc}^{max} \quad \forall r, c, \quad (6.9)$$

em que V_{rc}^{min} é a tensão de ajuste mínima de um relé r em um cenário c , $V_{s,rc}$ é a tensão de ajuste escolhida para um relé r em um cenário c , e V_{rc}^{max} é a tensão de ajuste máxima para um relé r em um cenário c .

Não obstante, os ajustes associados à tensão podem ser fixados em um valor único, fazendo com que a adição dessa restrição não seja necessária para a solução do problema. A segunda opção foi adotada nesse trabalho e os resultados obtidos partindo dessa premissa foram satisfatórios, não impedindo investigações futuras nesse sentido. Detalhes mais específicos acerca da escolha desse valor fixado para a tensão de ajuste V_s , bem como da segurança do ajuste determinado, serão apresentados oportunamente.

6.1.2.6 Formulação completa do problema de otimização da coordenação da proteção e suas restrições

Finalmente, o problema de otimização da coordenação da proteção é formulado em sua forma completa na sequência. Vale ressaltar que partindo da definição desse problema, diferentes valores para os elementos das inequações de restrições podem ser adotados. Ademais, verifica-se também que a formulação do problema de otimização da coordenação considerando a característica híbrida proposta e o cenário de MRs não se distancia da formulação utilizada para os relés direcionais de sobrecorrente dos SDs com funções padronizadas de atuação, o que simplifica a estratégia proposta. Na sequência, a estratégia de solução para o problema de otimização delineado é abordada.

$$\min T^c(\beta_g^c) = \sum_{r=1}^{N_r} \sum_{f=1}^{N_f} (TO_{r,f}^p + \sum_{b=1}^{N_b} TO_{r,f}^b) \quad \forall c, \quad (6.10a)$$

$$\text{s.a. } TO_{r,f}^b - TO_{r,f}^p \geq ITC_{min} \quad \forall r, f, \quad (6.10b)$$

$$TO_{r,f}^p, TO_{r,f}^b \geq TO_{min} \quad \forall r, f, \quad (6.10c)$$

$$\zeta_{rc}^{min} \leq \zeta_{s,rc} \leq \zeta_{rc}^{max} \quad \forall r, c, \quad (6.10d)$$

$$I_{rc}^{min} \leq I_{s,rc} \leq I_{rc}^{max} \quad \forall r, c, \quad (6.10e)$$

$$V_{rc}^{min} \leq V_{s,rc} \leq V_{rc}^{max} \quad \forall r, c. \quad (6.10f)$$

6.1.3 Solução do problema de otimização

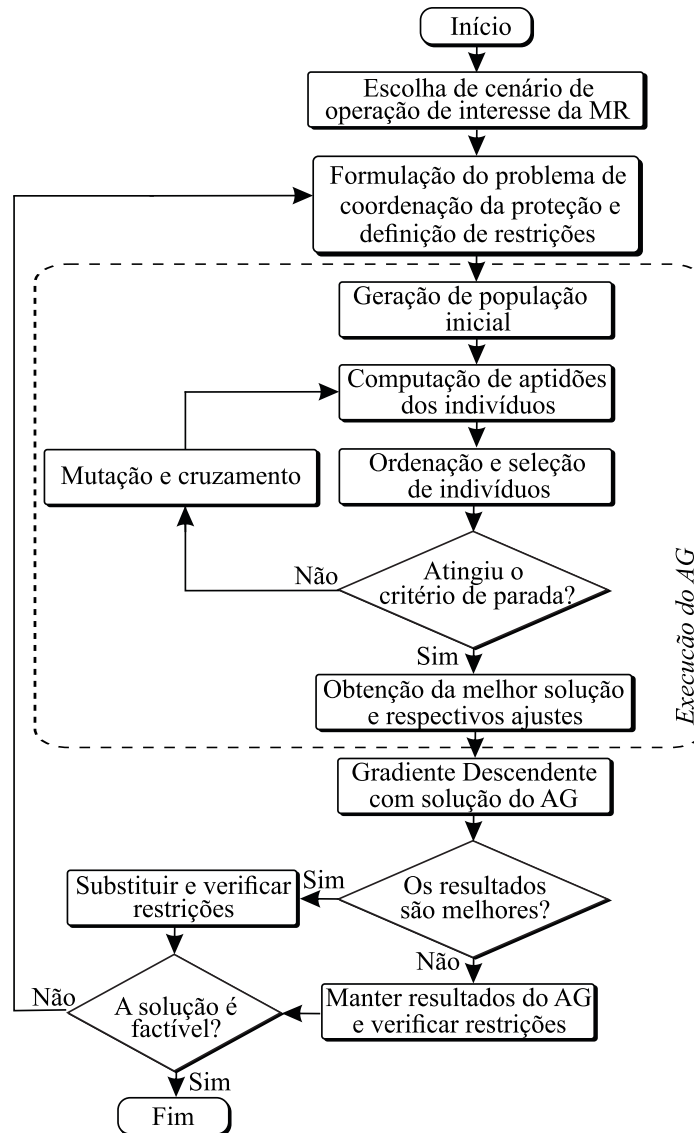
Observa-se que o problema de otimização formulado pode ser tratado como sendo do tipo não linear. Nesse trabalho, o fluxograma da Figura 52 elucidada o estágio de solução do problema de otimização da proteção, delineado na Equação 6.10a. O estágio de solução se inicia com a escolha do cenário de operação de interesse da MR e a delimitação das restrições específicas para o cenário escolhido. Desse modo, a solução do problema é realizada para cada um dos cenários que sejam de interesse, implicando na obtenção de ajustes otimizados para cada um desses cenários e possibilitando uma característica adaptativa à estratégia de proteção proposta. Em sequência, tem-se a execução de um AG, onde grupos de ajustes β_g^c iniciais são obtidos (primeira etapa). Partindo da melhor resposta obtida pelo AG, executa-se um segundo algoritmo de otimização baseado em um gradiente descendente visando obter grupos de ajustes β_g^c que representem melhores soluções e realizem o ajuste fino da solução obtida pelo AG (segunda etapa). Caso o resultado da função objetivo seja melhor que o obtido inicialmente com o AG, esse é o resultado escolhido como saída do problema de otimização. Ao fim, uma importante verificação é realizada no sentido de atestar que a solução encontrada respeita todas as restrições delineadas. Nesse trabalho, o Matlab foi empregado no estágio de solução do problema através de sua *toolbox* de otimização e módulos do AG e `fmincon`. Esses algoritmos foram aqui empregados devido à simplicidade e larga utilização dos mesmos em trabalhos correlatos. Não obstante, vale pontuar que outros *solvers* ou algoritmos podem ser analisados e empregados no estágio de solução do problema de otimização.

6.1.4 Aspectos importantes e condições de contorno

6.1.4.1 Considerações sobre a identificação de mudanças nas condições de operação

A estratégia de proteção proposta apresenta uma característica adaptativa em função do cenário em operação da MR, visto que os grupos de ajustes β_g^c são otimizados e distintos para cada cenário de operação de interesse da MR. A partir disso, como ilustrou a

Figura 52 – Fluxograma representativo do estágio de solução do problema de otimização da coordenação da proteção para cada cenário de interesse da MR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 42, se houver alguma alteração no modo de operação da MR, os ajustes previamente otimizados devem ser atualizados e enviados aos relés. Garante-se, dessa maneira, que a estratégia de proteção atue de forma confiável e com os menores tempos de operação possíveis. Embora não tenha sido o foco desse trabalho, é válido destacar que uma etapa importante nesse processo compreende a identificação dessas mudanças na MR, tarefa essa associada ao SCC da MR e útil inclusive ao próprio gerenciamento da MR por parte do SCC. Mesmo essa etapa de identificação de mudanças na MR não integrando o escopo dessa pesquisa, é importante apontar que diversas estratégias podem ser empregadas para este fim. Recentemente, por exemplo, uma abordagem baseada em aprendizado de máquina para identificar cenários operacionais foi apresentada por Garcia *et al.* (2022). Ademais, em Bekhradian *et al.* (2019), uma proposição mais direcionada para a detecção de ilhamentos viáveis e seguros em MRs foi apresentada. Outras investigações nesse sentido

também podem ser encontradas, como os trabalhos desenvolvidos por Hosseinzadeh e Salmasi (2020), Agarwal *et al.* (2021) e Sepehrzad *et al.* (2022).

6.1.4.2 Considerações sobre comunicação entre dispositivos e atualização de ajustes

Outro aspecto prático a ser destacado é o da comunicação entre dispositivos de proteção e a atualização de ajustes. Como apontado anteriormente, o sistema central de proteção, integrado ao SCC da MR, é responsável pelo envio de ajustes previamente otimizados para os relés quando necessário. É importante salientar que no ínterim entre a identificação de uma mudança de operação na MR e o recebimento dos ajustes otimizados pelos dispositivos de proteção, a proteção não opera de maneira desguarnecida. Isto deve-se ao fato de que, nesse intervalo, os ajustes anteriores ainda se encontram em operação, mesmo não sendo os ajustes otimizados. Além disso, os tempos de troca de mensagens entre dispositivos de proteção são extremamente pequenos. Em IEEE (2013b), por exemplo, aponta-se que o *delay* entre envio e recebimento de mensagens é aproximadamente $4,9 \mu\text{s}/\text{km}$, resultando em um tempo de $49 \mu\text{s}$ para uma distância de 10 km, por exemplo. Considerando-se o o padrão internacional que define protocolos de comunicação para dispositivos elétricos inteligentes, a IEC 61850, tem-se uma indicação que essas trocas de mensagens (utilizando mensagens GOOSE) entre dois ou mais dispositivos de proteção apresentam um *delay* em torno de 4 e 5 ms (CINTUGLU *et al.*, 2017). Desse modo, a infraestrutura de comunicação de uma MR faz com que essas atualizações nos ajustes não inviabilizem a estratégia de proteção proposta e outras mais que também apresentam esses mesmos requisitos. Destaca-se, por fim, que a estratégia de proteção proposta apresenta então uma característica descentralizada em termos de sua operação, baseando-se em medições locais para a atuação. Assim sendo, durante o processo de atuação da proteção, não são requeridas trocas de mensagens entre os dispositivos para seu correto funcionamento.

6.1.4.3 Definição de condições de contorno

Tendo definidos todos os aspectos associados à estratégia de proteção proposta, algumas condições de contorno são estabelecidas para esse trabalho. Um valor de 200 ms foi escolhido como ITC_{min} , que inclui o tempo de abertura de disjuntores e fatores de segurança e tolerância, como apontado na IEEE Std. 242-2001 (IEEE, 2001). O tempo mínimo usual de operação de relés, TO_{min} , é de 1 a 3 ciclos (BLACKBURN; DOMIN, 2004) e foi aqui estipulado como 0,03 s. Já a variável de otimização $\zeta_{s,rc}$, oriunda da característica proposta, teve limites inferior e superior delimitados em 0,01 e 20 para possibilitar a coordenação entre dispositivos. Alternativamente, os limites inferior e superior para $I_{s,rc}$ foram respectivamente 1,2 e 2,0 da corrente de linha com carga nominal para cada cenário.

Ainda, considerou-se nesse trabalho um ajuste fixado para a tensão, cujo valor foi de 0,88 pu. Assim sendo, a estratégia de proteção torna-se hábil em proteger a MR contra faltas que impliquem em tensões de falta menores que esse ajuste, não sendo favorável

para a proteção contra faltas com valores elevados de resistência de falta ou ainda faltas de alta impedância, cujos modelos também devem ser específicos para esses tipos de faltas (TRONDOLI *et al.*, 2022). Esse valor específico para $V_{s,rc}$ foi definido com vistas à IEEE Std. 1547 (IEEE, 2018), que pontua que a tensão em regiões ilhadas pode decair ao valor mínimo de 0,88 pu em operação considerada normal/sadia. Esse mesmo valor tem sido empregado em estratégias de proteção baseadas, de alguma maneira, nos sinais de tensão da MR, podendo-se citar a pesquisa de Gadde e Brahma (2022). De maneira complementar, verifica-se nos trabalhos associados à proteção de MRs uma tendência em analisar cenários faltosos com resistências de falta menores. Em Wong *et al.* (2022), por exemplo, os autores analisam faltas em um intervalo entre 0 e 10 Ω e apresentam a Tabela 12 com as probabilidades de ocorrências de faltas, onde se verifica uma maior possibilidade de ocorrência para as faltas com menores resistências. Semelhantemente, em Gadde e Brahma (2022), o intervalo de resistências de faltas dos cenários é delimitado entre 0 e 3 Ω . Outras pesquisas, apresentadas no Capítulo 3, também partem dessas mesmas premissas.

Tabela 12 – Probabilidades para diferentes valores de resistências de falta de acordo com Wong *et al.* (2022).

R_f [Ω]	0	2	4	6	8	10
$P(R_f)$	0,52	0,33	0,08	0,02	0,01	0,04

Fonte: Wong *et al.* (2022).

Frente ao exposto, entende-se que a fixação do ajuste $V_{s,rc}$ em 0,88 pu permite à proteção uma atuação para uma grande variedade de faltas na MR. Na MR testada nesse trabalho, as resistências de falta foram limitadas em um intervalo entre 0 e 20 Ω , onde a estratégia proposta apresentou resultado satisfatório para todos os casos. Logo, a proteção proposta teve um limite de sensibilidade para essa gama de faltas. Todavia, assim como a definição do problema de otimização e restrições cabíveis deve ser rearranjada caso seja de interesse a aplicação dessa estratégia em outras MRs, as condições de contorno aqui apontadas, incluindo o ajuste de $V_{s,rc}$, também podem ser cautelosamente analisadas e modificadas com o objetivo de obter resultados ainda mais satisfatórios para a coordenação e sensibilidade da proteção. De certa maneira, essas possibilidades de modificações bem como as indicações de remodelar partes do problema de otimização apresentada contribuem para uma escalabilidade da estratégia proposta.

6.2 Resultados

6.2.1 Uma visão geral acerca dos cenários considerados

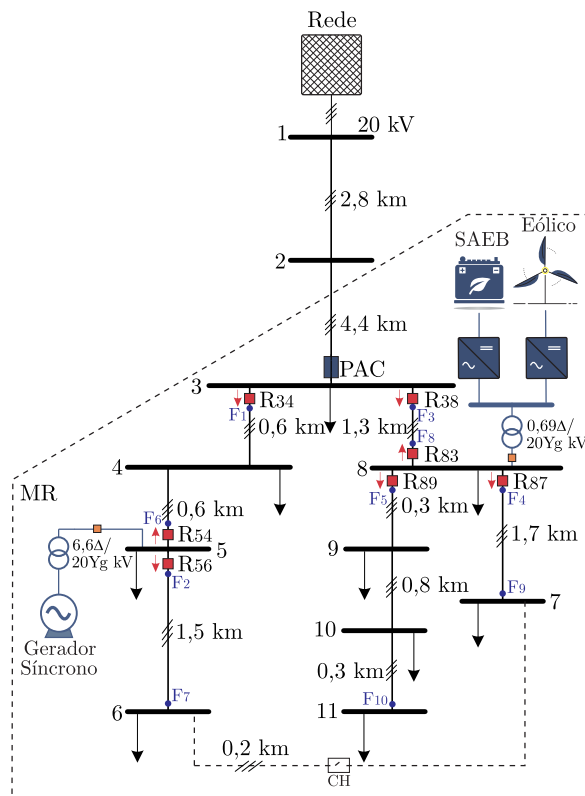
Para avaliar a estratégia proposta foram considerados diferentes cenários de operação da MR, onde grupos de ajustes otimizados e adaptativos β_g^c foram obtidos. Desse modo,

para cada cenário de interesse, o fluxograma apresentado na Figura 41 foi aplicado. Alternativamente, para cada caso de falta analisado, o fluxograma apresentado na Figura 42 foi executado. Assim sendo, sete cenários diferentes foram considerados, quais sejam:

- ❑ O cenário 1 considerou a MR operando em modo ilhado e com os REDs à ela pertencentes em operação;
- ❑ O cenário 2 considerou a MR operando em modo ilhado e com a operação exclusiva do GS;
- ❑ O cenário 3 considerou a MR operando em modo conectado à rede principal e com os REDs à ela pertencentes em operação;
- ❑ O cenário 4 considerou a MR operando em modo conectado à rede principal e com a operação apenas do GS;
- ❑ O cenário 5 considerou a MR operando sem nenhum RED, operando, portanto, como uma espécie de SD tradicional;
- ❑ O cenário 6 considerou a MR operando em modo ilhado em uma ação de *self-healing*, onde o trecho faltoso 3-8 foi isolado pela proteção e a chave CH foi fechada;
- ❑ O cenário 7 considerou a MR operando em modo ilhado em uma ação de *self-healing*, onde o trecho faltoso 3-5 foi isolado pela proteção e a chave CH foi fechada.

Para cada cenário elencado acima, foram simuladas faltas FFF (trifásicas), FFT (fase-fase-terra), FF (fase-fase) e FT (fase-terra). Foram consideradas resistências de falta de 0 a 20 Ω com passos de 2,5 Ω . As faltas foram dos tipos *near-end* e *far-end* visando garantir sensibilidade e confiabilidade aos grupos de ajustes otimizados β_g^c determinados para cada cenário. Por conveniência, apresenta-se novamente a figura com a MR teste (Figura 53), mostrando agora os locais das faltas *near-end* e *far-end* aplicadas. Vale destacar que em função do cenário de operação, os relés podem estar ativados ou não, bem como os pontos de falta destacados na Figura 53 podem ser considerados ou desconsiderados. Tomando-se como exemplo o cenário 6 onde a MR está ilhada, o trecho 3-8 está isolado e a chave CH está fechada, tem-se que os relés R38, R83 e R34 estão desativados. Alternativamente, para esse caso, os pontos de faltas *near-end* e *far-end* do relé R56 passam a ser F2 e F5, enquanto para R89 passam a ser F5 e F2, respectivamente. Dessa maneira, foram simulados 360 casos de falta para cada um dos cenários normais de operação (cenários de 1 a 5), e 216 casos de falta para cada um dos cenários envolvendo ações de *self-healing* (cenários 6 e 7).

De modo a se ter uma visão geral acerca dos cenários considerados, a Figura 54 apresenta os valores de tensão e correntes de falta considerando todos os casos faltosos simulados para os cenários 1 e 4, como exemplos. Torna-se possível identificar uma grande mudança no comportamento das faltas da MR, sobretudo, quando comparados esses dois cenários, ou seja, modo ilhado *versus* conectado). Nessa figura, tem-se ainda uma distinção entre

Figura 53 – Microrrede e os locais de aplicação de faltas *near-end* e *far-end*.

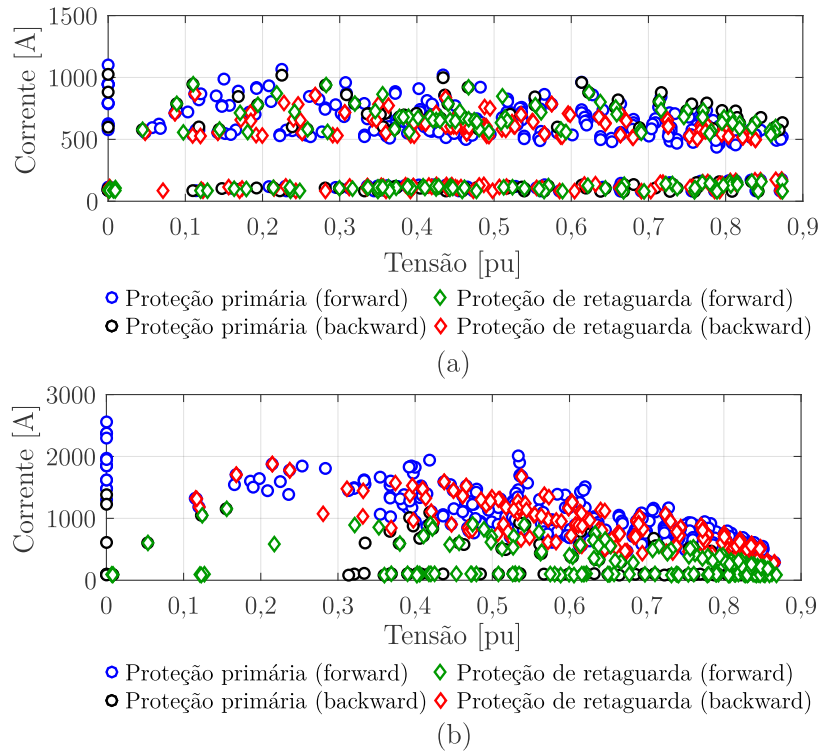
Fonte: Elaborada pelo autor.

proteções primária e de retaguarda nas direções *forward* e *backward*. Alternativamente, a Figura 55 mostra *boxplots* agregados para todos os casos de falta dos cenários 1 e 4, como exemplos. De modo geral, verifica-se que, de fato, a obtenção de grupos otimizados de ajustes β_g^c para cada cenário torna-se promissora tendo por objetivo obter uma estratégia de proteção confiável, seletiva e otimizada frente aos cenários de operação de interesse. Destaca-se que, nessas figuras, os valores de tensão foram dispostos em pu, visto que um único valor base de tensão é adotado para toda a MR.

6.2.2 Resultados considerando cenários com o modo ilhado de operação

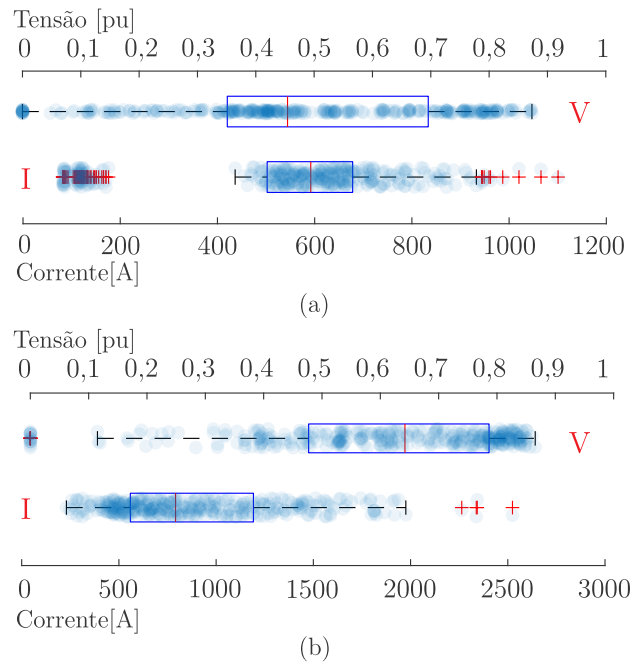
Os cenários 1 e 2 consideraram, de maneiras diferentes, a MR em operação no modo ilhado. Como exposto anteriormente, as correntes de falta em modo ilhado são moderadas quando comparadas com as vistas no modo conectado à rede. Mesmo diante dessa problemática, para cada um desses cenários, os processos de solução do problema de otimização apontados na Figura 52 foram executados de modo a verificar a resposta da estratégia de proteção proposta, esperando que a mesma apresentasse resultados satisfatórios. Para o cenário 1, de modo a representar todos os conjuntos de restrições apresentados na subseção 6.1.2, um total de 288 restrições foram consideradas no estágio de solução. Logo, ao fim desse estágio, deve-se verificar a garantia de que todo esse conjunto de restrições foi atendido.

Figura 54 – Exemplos de resultados de tensão e corrente durante as faltas como entrada para o problema de coordenação da proteção. a) Cenário 1; e b) Cenário 4.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 55 – *Boxplots* de tensões e correntes de falta considerando: a) Cenário 1; e b) Cenário 4.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o cenário 1, a Figura 56 apresenta algumas particularidades do estágio de solução do problema de otimização. Primeiramente, na Figura 56(a), é possível observar o comportamento das distâncias médias entre indivíduos do AG ao longo de suas gerações. Para esse cenário, pôde-se verificar que após a geração de número 60 houve uma grande diminuição na distância entre os indivíduos, bem como um aumento na tendência de estabilização dos resultados encontrados pelo AG, cujos valores finais são representados na Figura 56(b). As correspondências entre as variáveis de otimização apresentadas nas figuras e os elementos de β_g^c são delineadas na Tabela 13 e válidas para todos os outros cenários.

Tabela 13 – Correspondências entre as variáveis de otimização e os elementos de β_g^c .

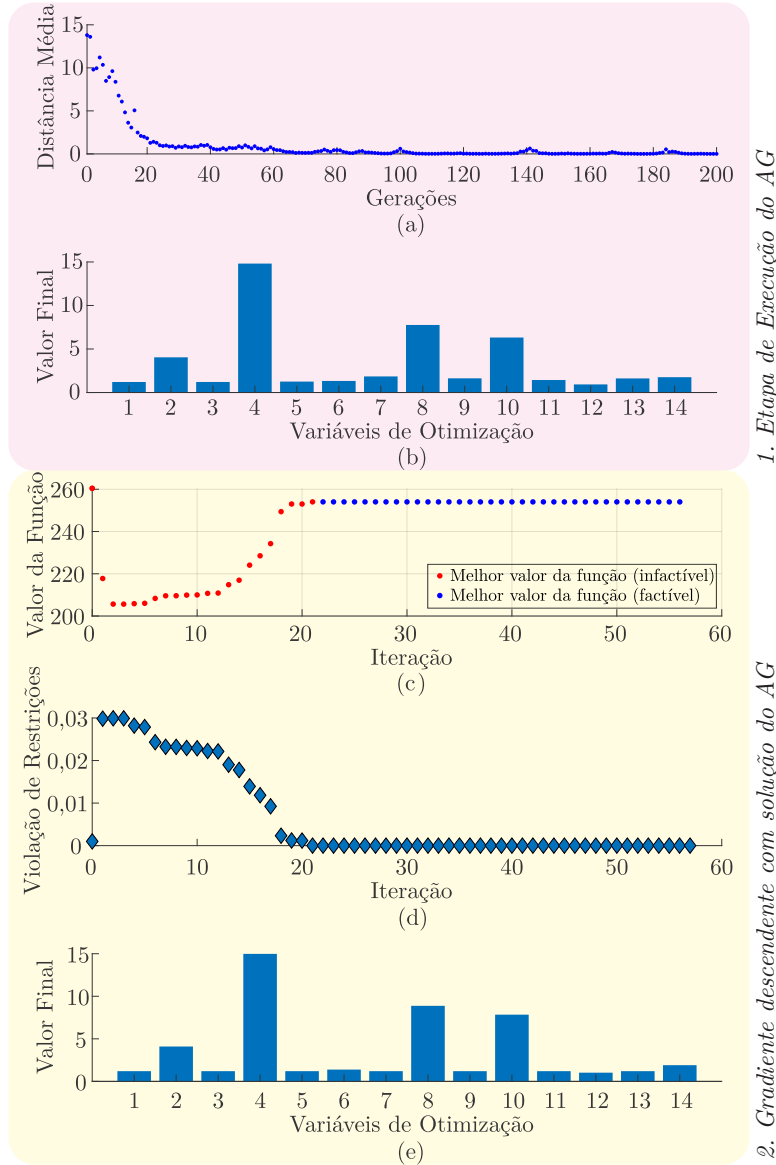
Variável de Otimização	Elemento de β_g^c
$x(1)$	I_s_R34
$x(2)$	ζ_R34
$x(3)$	I_s_R54
$x(4)$	ζ_R54
$x(5)$	I_s_R56
$x(6)$	ζ_R56
$x(7)$	I_s_R38
$x(8)$	ζ_R38
$x(9)$	I_s_R83
$x(10)$	ζ_R83
$x(11)$	I_s_R89
$x(12)$	ζ_R89
$x(13)$	I_s_R87
$x(14)$	ζ_R87

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em sequência, apresentam-se na Figura 56(c), (d) e (e), os resultados do estágio final de solução do problema de otimização, onde é possível observar o valor da função objetivo e o comportamento da violação de restrições em função das iterações. Destaca-se que as variáveis de otimização resultantes do AG (Figura 56(a) e (b)) se configuram como entradas para o segundo algoritmo de otimização baseado em gradiente descendente, que traz melhorias à solução (260,4201 s para 254,0178 s), e principalmente, faz com que todas as 288 restrições sejam atendidas (Figura 56(c), (d) e (e)). Como resultado, a Tabela 14, apresenta para cada um dos relés os valores de ajustes determinados, devendo-se destacar que $V_{s,rc}$ foi mantido fixo para todos os relés em quaisquer cenários, conforme discutido anteriormente. Já o valor disposto para $I_{s,rc}$ indica o múltiplo da corrente nominal vista por cada um dos relés.

Com os resultados do problema de otimização apresentados na Tabela 14 foi possível analisar a resposta da estratégia de proteção proposta no que tange aos tempos de operação dos relés primários, tempos de operação dos relés de *backup*, bem como aos ITCs encontrados entre os relés de proteção. No cenário 1, o relé R83 fornece retaguarda ao relé R34 para as faltas F1 e F6, o relé R38 fornece retaguarda ao relé R56 para as faltas F2 e

Figura 56 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 1. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições ao longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.



Fonte: Elaborada pelo autor.

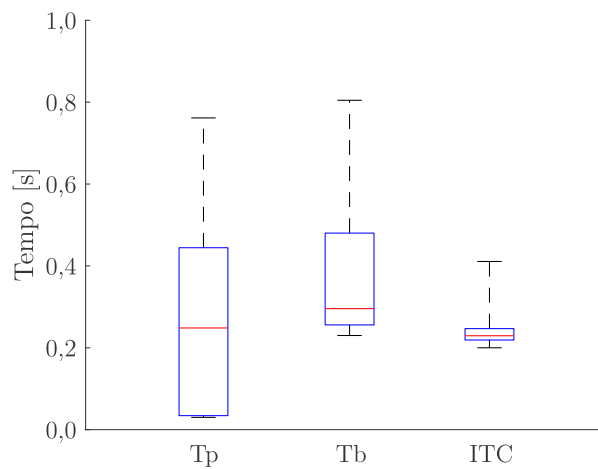
Tabela 14 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 1.

Relé	$I_{s,rc}$	$V_{s,rc}$	$\zeta_{s,rc}$
R34	1,2	0,88	4,1248
R54	1,2	0,88	14,9823
R56	1,2	0,88	1,3850
R38	1,2	0,88	8,8767
R83	1,2	0,88	7,8677
R89	1,2	0,88	1,0221
R87	1,2	0,88	1,9021

Fonte: Elaborada pelo autor.

F7, o relé R56 fornece retaguarda ao relé R38 para as faltas F3 e F8, e o relé R38 fornece retaguarda aos relé R87 para as faltas F5 e F10 e R89 para as faltas F4 e F9. Diante disso, a Figura 57 apresenta *boxplots* considerando todos esses tempos de atuação primária (T_p) e de *backup* (T_b), bem como os ITCs de todos os pares de relés coordenados para os 360 casos de falta analisados para o cenário 1. A Tabela 15 explora os valores numéricos desses resultados, sendo possível observar os valores mínimos, máximos, de primeiro, segundo (mediana), e terceiro quartis para T_p , T_b , e ITC do conjunto de casos do cenário 1.

Figura 57 – *Boxplots* considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de *backup* (T_b) e os ITCs do cenário 1.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 15 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 1.

	Mínimo [s]	Máximo [s]	Q _{1/4} [s]	Q _{2/4} [s]	Q _{3/4} [s]
T_p	0,0300	0,7615	0,0342	0,2484	0,4444
T_b	0,2300	0,8046	0,2559	0,2956	0,4801
ITC	0,2000	0,4108	0,2190	0,2294	0,2468

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com vistas aos resultados obtidos para o cenário 1, pode-se concluir que a estratégia de proteção proposta foi rápida, seletiva e confiável. Vale destacar que todas as restrições delineadas para o problema foram atendidas, dando destaque ao conjunto de restrições associado à coordenação da proteção. Acerca dos tempos de operação, pode-se verificar que 75% dos tempos primários de operação foram de até 0,4444 s. Já os tempos de operação de *backup* respeitaram o ITC_{min} delimitado de 0,2 s, mas não apresentaram valores elevados, onde 75% dos mesmos foram de até 0,4801 s. Por fim, os ITCs obtidos também se mostraram favoráveis, com um mínimo estabelecido de 0,2 s e valor máximo de 0,4108 s, sendo que em 75% dos eventos esse tempo foi de até 0,2294 s. Destaca-se ainda o baixo valor do intervalo interquartil (dispersão) para os ITCs, o que também

se mostra como ponto favorável. De modo a consubstanciar os resultados discutidos, no Apêndice C se apresenta uma tabela completa compreendendo os resultados dos tempos de atuação da proteção e ITCs para cada um dos 360 casos analisados. Em função da extensão dessa tabela, entendeu-se como adequado a apresentação estatística dos resultados obtidos também para os demais cenários, como feito acima para o cenário 1.

Acerca da constante λ da característica proposta, conforme Equação 6.1, indicou-se anteriormente um intervalo $\tau = [2, 5; 10]$, e que a definição do valor de λ parte da factibilidade da solução obtida e melhoria na minimização da função objetivo. Para todos os cenários investigados, $\lambda = 10$ conduziu aos melhores resultados de β_g^c , sem implicar em nenhum tipo de violação de restrição. Para o cenário 1, por exemplo, cuja solução implicou em $T = 254,0178$ s para $\lambda = 10$, o problema poderia também ser solucionado sem restrições fazendo $\lambda = 8$ com $T = 257,5829$ s, $\lambda = 6$ com $T = 300,0429$ s, $\lambda = 5$ com $T = 458,0568$ s e $\lambda = 2,5$ com $T = 885,4575$ s. Tendo em vista que tomar $\lambda = 10$ permitiu a obtenção de soluções otimizadas sem causar violação de restrições, este foi o valor adotado para a constante λ . Este fato não deve ser generalizado e o valor de λ pode ser cautelosamente determinado de acordo com as necessidades do problema ou MR.

Na Figura 58, por sua vez, é possível observar o estágio de solução do problema de otimização considerando o cenário 2, que ainda representa um cenário em que a MR opera em modo ilhado. Verifica-se que em função da desconexão de elementos distribuídos da MR, os relés R83 e R34 passam a ficar inoperantes para esse cenário específico. Muito embora o AG tenha demandado uma quantidade maior de gerações para se estabilizar próximo à solução, antes da geração de número 120, as distâncias médias entre os indivíduos diminuiu e tendeu à estabilização. Ao fim de todo estágio de solução, também foi possível obter uma solução factível para o problema que implicou na minimização da função objetivo definida. A Tabela 16 dispõe os parâmetros finais após o estágio de solução, onde se verifica, além da inoperação já apontada de R34 e R83, moderadas diferenças em $\zeta_{s,rc}$, fazendo com que cada cenário contenha ajustes otimizados.

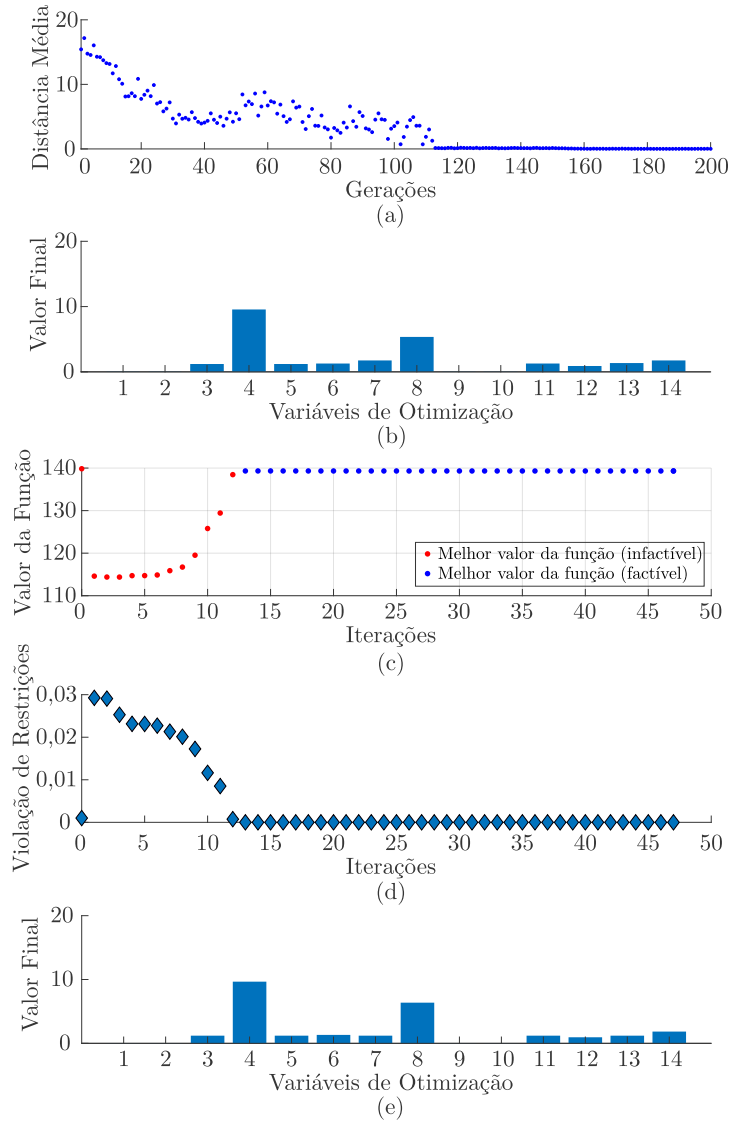
Tabela 16 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 2.

Relé	$I_{s,rc}$	$V_{s,rc}$	$\zeta_{s,rc}$
R34	–	–	–
R54	1,2	0,88	9,6611
R56	1,2	0,88	1,3195
R38	1,2	0,88	6,3706
R83	–	–	–
R89	1,2	0,88	0,9478
R87	1,2	0,88	1,8400

Fonte: Elaborada pelo autor.

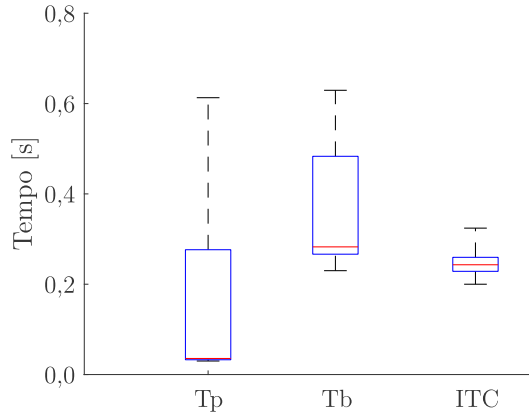
Assim como feito para o cenário 1, a Figura 59 apresenta *boxplots* considerando todos os tempos de atuação primária (T_p) e *backup* (T_b), bem como os ITCs de todos os pares

Figura 58 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 2. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições ao longo das iterações; e) Valores finais das variáveis de otimização.



Fonte: Elaborada pelo autor.

elegíveis de relés coordenados para os 360 casos de falta do cenário 2. Complementarmente, a Tabela 17, no que lhe concerne, apresenta um sumário estatístico envolvendo todos os resultados de operação para o cenário 2. Nota-se que a operação primária da proteção foi rápida, com 75% das atuações em até 0,2764 s, e 50% das atuações em até 0,0356 s. A operação de retaguarda também se manteve rápida, com operação em 75% das atuações em até 0,4832 s. Já os ITCs ficaram limitados em um intervalo entre 0,2 e 0,3242 s, com 75% dos eventos limitados em um ITC de até 0,2596 s. Desse modo, observa-se novamente que o problema de otimização foi solucionado sem restrições, e os tempos de operação mantiveram-se pequenos em todos os quartis considerando T_p , T_b e ITC.

Figura 59 – *Boxplots* considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de *backup* (T_b) e os ITCs do cenário 2.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 17 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 2.

	Mínimo [s]	Máximo [s]	$Q_{1/4}$ [s]	$Q_{2/4}$ [s]	$Q_{3/4}$ [s]
T_p	0,0300	0,6130	0,0328	0,0356	0,2764
T_b	0,2300	0,6294	0,2665	0,2827	0,4832
ITC	0,2000	0,3242	0,2286	0,2431	0,2596

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.3 Resultados considerando cenários com o modo conectado à rede principal

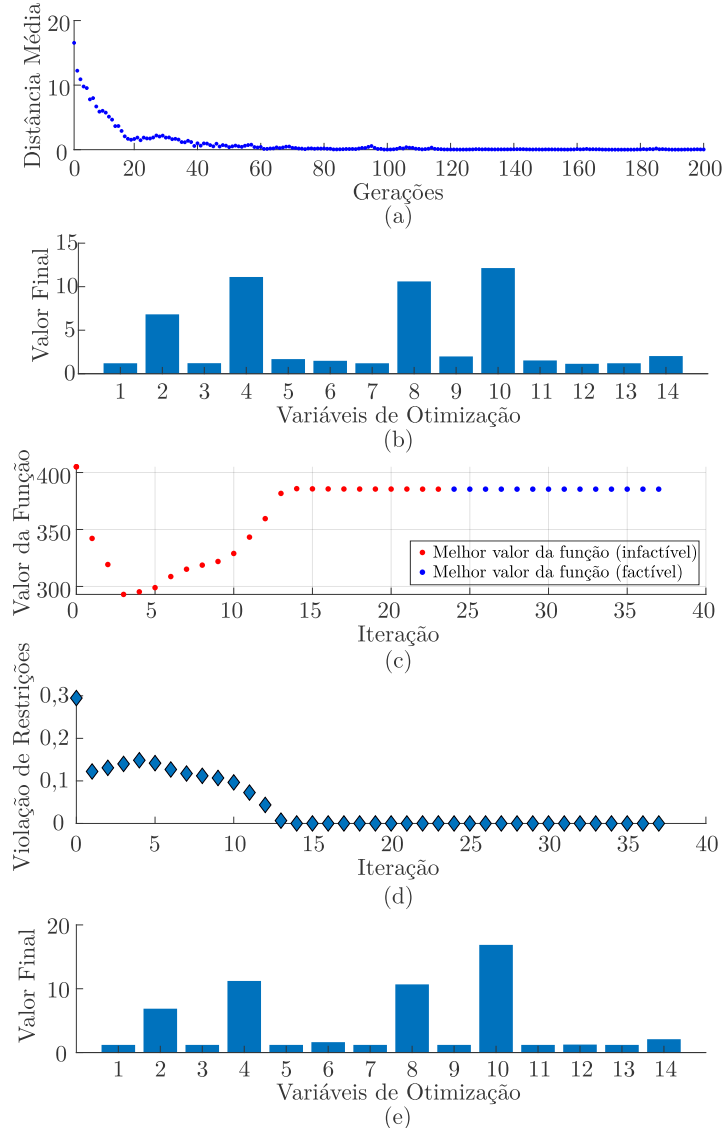
Os cenários 3, 4 e 5 consideraram a MR conectada à rede principal, com algumas particularidades. Iniciando pelo cenário 3, a Figura 60 ilustra os detalhes do estágio de solução, que para representar todos os conjuntos de restrições, considerou um total de 210 restrições para o problema. Acerca do AG, observou-se uma tendência de convergência antes da geração de número 60. Em sequência, o segundo algoritmo de otimização foi executado e o valor final da função objetivo foi minimizado, sem violações de restrições. Na Tabela 18 são dispostos os parâmetros finais dos relés de proteção considerando este cenário.

Tabela 18 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 3.

Relé	$I_{s,r c}$	$V_{s,r c}$	$\zeta_{s,r c}$
R34	1,2	0,88	6,8732
R54	1,2	0,88	11,2198
R56	1,2	0,88	1,6306
R38	1,2	0,88	10,6820
R83	1,2	0,88	16,8706
R89	1,2	0,88	1,2503
R87	1,2	0,88	2,0927

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 60 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 3. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições ao longo das iterações; e e) Valores finais das variáveis de otimização.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 19 resume numericamente os resultados para o cenário 3 dos tempos de atuação primária (T_p), *backup* (T_b) e ITCs, enquanto a Figura 61 mostra os *boxplots* para esse cenário. Verifica-se que para o cenário 3, os tempos de operação da proteção foram superiores aos vistos nos cenários 1 e 2, que representa a MR em modo ilhado. Não obstante, há de se pontuar que os *boxplots* de T_p , T_b e ITC apresentam assimetria positiva, visto que todos os três quartis inferiores possuem valores inferiores a 1 s. No caso das atuações primárias, por exemplo, em 75% das operações teve-se um tempo inferior a 0,5894 s. Analisando diretamente os valores obtidos, verificou-se ainda que 95% das operações primárias ocorreram em até 0,9638 s. No caso das operações de *backup*, um tempo de operação de até 0,9507 s foi observado para 90% dos eventos. Já para

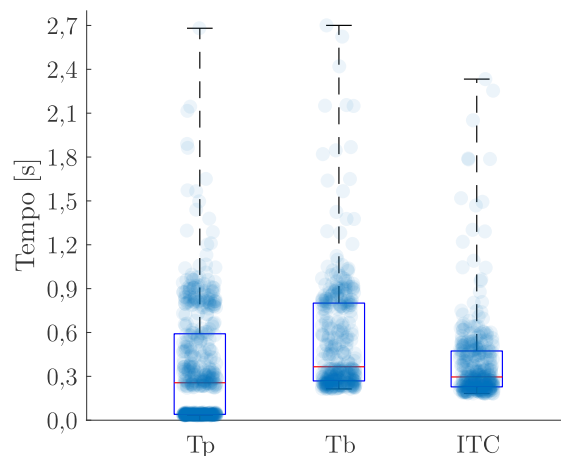
os ITCs, além do terceiro quartil em 0,2596 s, verificou-se que em 95% das situações teve-se um limite de tempo de até 0,8539 s. Visto que esse cenário implicou em intervalos interquartílicos mais significativos, a distribuição dos eventos também foi disposta nos *boxplots*, consubstanciando a assimetria positiva dos *boxplots* e a discussão acima.

Tabela 19 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 3.

	Mínimo [s]	Máximo [s]	Q _{1/4} [s]	Q _{2/4} [s]	Q _{3/4} [s]
Tp	0,0300	2,6834	0,0372	0,2537	0,5894
Tb	0,2300	2,6929	0,2840	0,3799	0,8114
ITC	0,2000	2,3311	0,2444	0,3117	0,4878

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 61 – *Boxplots* considerando todos os tempos de operação primária (Tp) de *backup* (Tb) e os ITCs do cenário 3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como mais um cenário de operação para a MR, tem-se o cenário 4, que também representa o modo conectado à rede principal. Nesse cenário o relé R83 encontra-se inoperante em função da desconexão de REDs na MR. Uma vez mais o estágio de solução, agora considerando o cenário 4, é apresentado na Figura 62. Novamente os algoritmos de otimização conduziram a soluções otimizadas e factíveis, respeitando as restrições impostas ao problema. As soluções encontradas para os parâmetros nesse cenário são apresentadas na Tabela 20. Alternativamente, apresenta-se na Tabela 21 e na Figura 63 um sumário estatístico acerca dos tempos de operação da proteção e dos ITCs decorrentes e os *boxplots* desses resultados. O comportamento da estratégia proposta para o cenário 4 assemelha-se ao visto para o cenário 3, que também tratou de uma operação em modo conectado à rede principal. Nota-se, por outro lado, que os tempos de operação e ITCs encontrados foram menores para este cenário. Uma vez mais deve-se destacar a assimetria positiva dos *boxplots* de Tp, Tb e ITC. Para os tempos de operação primária, 75% dos casos obtiveram um tempo de até 0,3921 s e 95% dos casos obtiveram um tempo de até 0,8748 s. No caso dos tempos de operação de *backup*, 75% dos casos apresentaram um tempo de até 0,5549 s, e 90% dos casos um tempo de até 0,8605 s. Para os ITCs, embora tenha sido

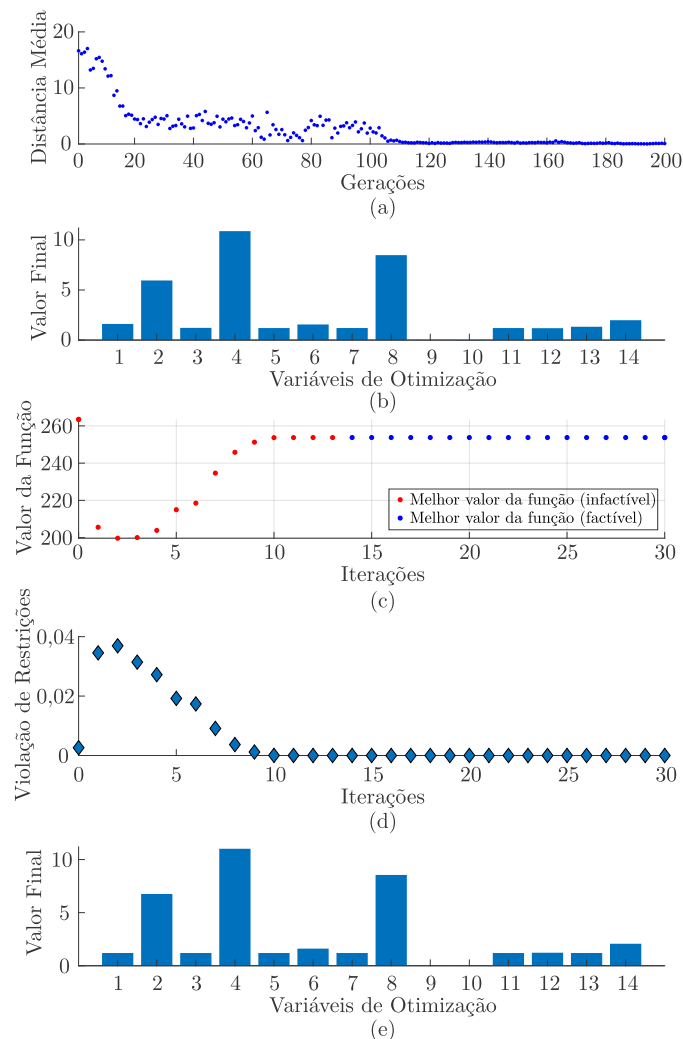
observado um tempo máximo de 1,6327 s, em 75% dos casos esse tempo foi de até 0,3893 s. Alternativamente, 95% dos casos apresentaram ITCs de até 0,8548 s.

Tabela 20 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 4.

Relé	$I_{s,r c}$	$V_{s,r c}$	$\zeta_{s,r c}$
R34	1,2	0,88	6,7578
R54	1,2	0,88	11,0153
R56	1,2	0,88	1,6128
R38	1,2	0,88	8,5501
R83	–	–	–
R89	1,2	0,88	1,2258
R87	1,2	0,88	2,0722

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 62 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 4. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições ao longo das iterações; e) Valores finais das variáveis de otimização.

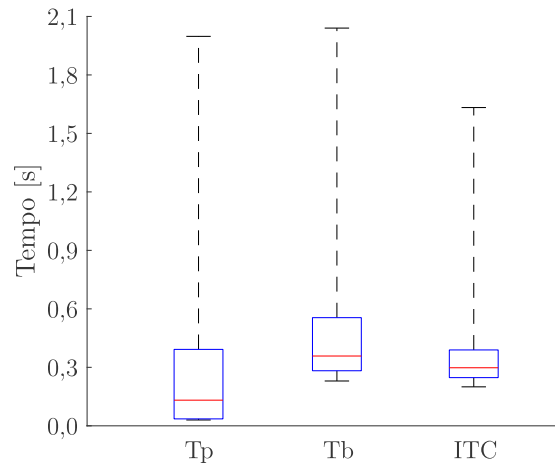


Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 21 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 4.

	Mínimo [s]	Máximo [s]	Q _{1/4} [s]	Q _{2/4} [s]	Q _{3/4} [s]
Tp	0,0300	1,9978	0,0356	0,1316	0,3921
Tb	0,2300	2,0403	0,2825	0,3581	0,5549
ITC	0,2000	1,6327	0,2473	0,2979	0,3893

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 63 – *Boxplots* considerando todos os tempos de operação primária (Tp) de *backup* (Tb) e os ITCs do cenário 4.

Fonte: Elaborada pelo autor.

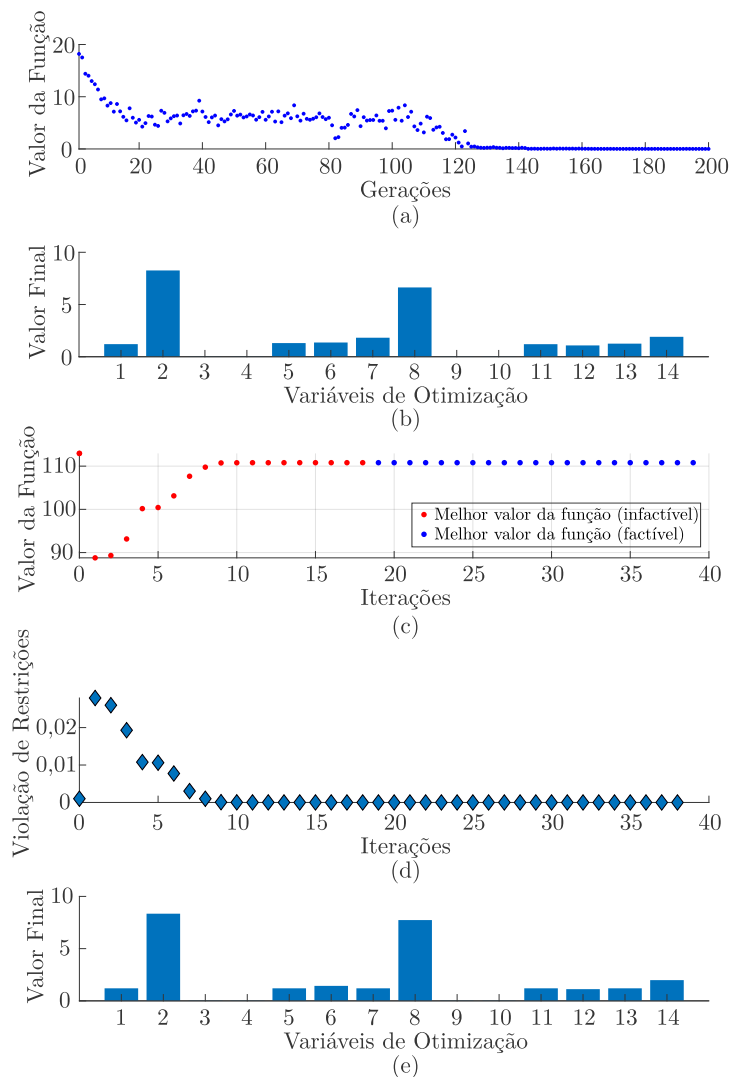
Outro cenário considerando a MR conectada à rede principal foi investigado, sendo este o cenário 5. Nesse cenário, além da conexão à rede principal, todos os REDs da MR são desconectados. Desse modo, a MR passou a operar como um SD convencional, sem a presença de REDs e em modo conectado. Assim sendo, os relés R54 e R83 também foram considerados como inoperantes. Tendo formuladas as restrições cabíveis, o estágio de solução também foi bem sucedido para esse cenário, como ilustra a Figura 64. As soluções encontradas para o cenário são reportadas na Tabela 22. Os *boxplots* dos tempos de operação e ITCs para esse cenário, bem como o sumário estatístico dos resultados, são dispostos na Figura 65 e Tabela 23. É possível verificar que, diferentemente dos casos 3 e 4 que consideram o modo conectado, mas com a presença dos REDs, no cenário 5 todos os quartis tempos máximos para Tp, Tb e ITC foram consideravelmente pequenos. Tomando como exemplo os tempos de operação de *backup*, em 75% dos casos faltosos se obteve uma atuação em até 0,3566 s, enquanto o tempo máximo de atuação foi de 0,5166 s. Já os ITCs ficaram contidos em um intervalo de 0,2003 e 0,4755 s, como 75% dos casos apresentando um ITCs de até 0,3167 s.

Tabela 22 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 5.

Relé	$I_{s,r c}$	$V_{s,r c}$	$\zeta_{s,r c}$
R34	1,2	0,88	8,3451
R54	–	–	–
R56	1,2	0,88	1,4342
R38	1,2	0,88	7,7339
R83	–	–	–
R89	1,2	0,88	1,1203
R87	1,2	0,88	1,9840

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 64 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 5. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições ao longo das iterações; e) Valores finais das variáveis de otimização.

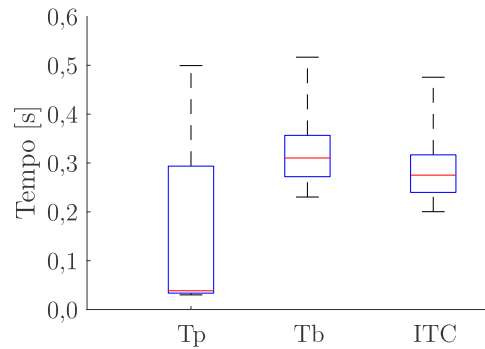


Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 23 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 5.

	Mínimo [s]	Máximo [s]	Q _{1/4} [s]	Q _{2/4} [s]	Q _{3/4} [s]
Tp	0,0300	0,4994	0,0335	0,0384	0,2936
Tb	0,2303	0,5166	0,2720	0,3103	0,3566
ITC	0,2003	0,4755	0,2398	0,2752	0,3167

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 65 – *Boxplots* considerando todos os tempos de operação primária (Tp) de *backup* (Tb) e os ITCs do cenário 5.

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.4 Resultados considerando cenários de ações de *self-healing*

Na sequência, são discutidos os resultados obtidos para os cenários que envolveram ações de *self-healing* - cenários 6 e 7. Acerca do cenário 6, deve-se salientar que estando a MR em modoilhado e o trecho 3-8 isolado, os relés R34, R38 e R83 foram considerados inoperantes. Assim sendo, a delimitação das restrições e estágio de solução consideraram os outros relés da MR: R54, R56, R89 e R87. A Figura 66 ilustra o estágio de solução para esse cenário. Embora o AG tenha demandado uma quantidade maior de gerações para sua estabilização, ao fim do estágio de solução, os parâmetros encontrados para β_g^c propiciaram uma solução sem restrições e que conduziu à função objetivo um valor minimizado.

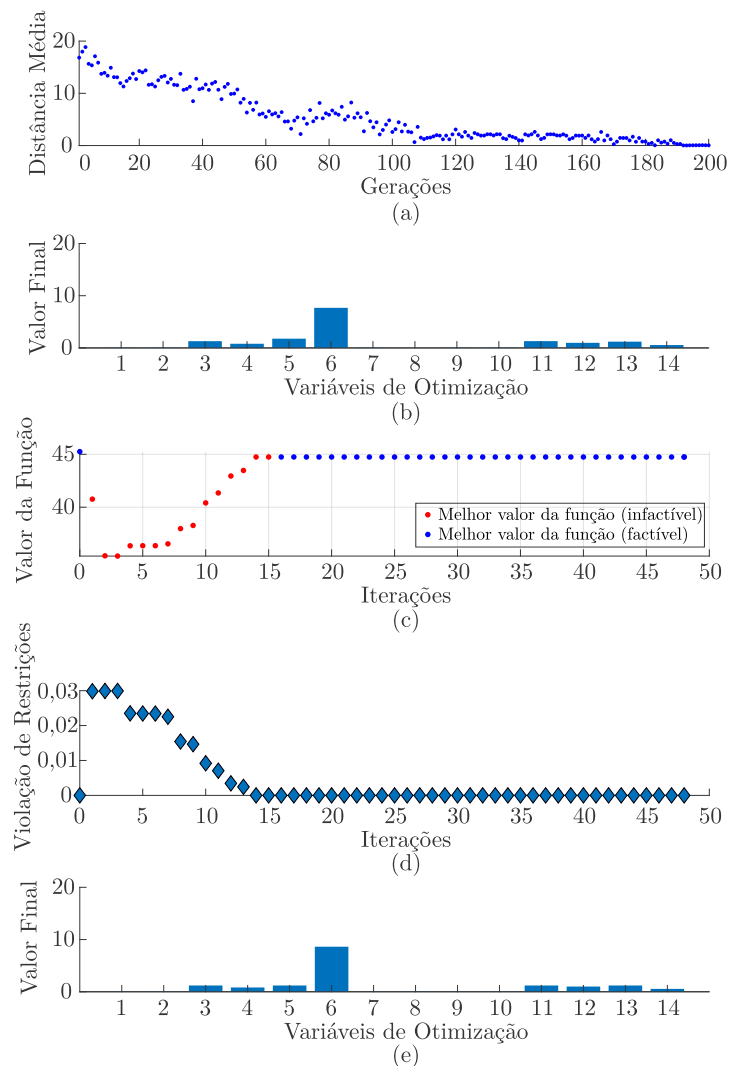
A Tabela 24 mostra os parâmetros finais dos relés após o estágio de solução, que conduziu aos resultados reportados na Figura 67 e na Tabela 25. Verifica-se que a solução encontrada propiciou à estratégia de proteção uma rápida resposta às faltas através dos tempos de operação primária e de retaguarda, bem como valores pequenos para os ITCs. No que tange aos tempos de operação primária, por exemplo, o valor máximo observado foi de 0,3032 s com atuações em 75% dos casos em até 0,1360 s. Os tempos de operação dos relés de retaguarda foram de até 0,2651 s em 75% dos casos desse cenário. Acerca dos ITCs, verificou-se um valor máximo de 0,2702 s, com 75% dos casos apresentando ITCs de até 0,2291 s.

Tabela 24 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 6.

Relé	$I_{s,r c}$	$V_{s,r c}$	$\zeta_{s,r c}$
R34	–	–	–
R54	1,2	0,88	0,8222
R56	1,2	0,88	8,6275
R38	–	–	–
R83	–	–	–
R89	1,2	0,88	1,0032
R87	1,2	0,88	0,5503

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 66 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 6. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições ao longo das iterações; e) Valores finais das variáveis de otimização.

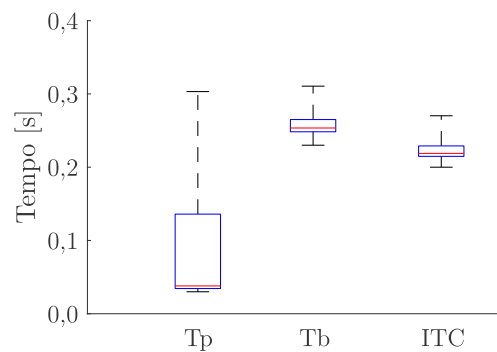


Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 25 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 6.

	Mínimo [s]	Máximo [s]	Q _{1/4} [s]	Q _{2/4} [s]	Q _{3/4} [s]
T _p	0,0300	0,3032	0,0344	0,0380	0,1360
T _b	0,2300	0,3106	0,2484	0,2535	0,2651
ITC	0,2000	0,2702	0,2148	0,2189	0,2291

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 67 – *Boxplots* considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de *backup* (T_b) e os ITCs do cenário 6.

Fonte: Elaborada pelo autor.

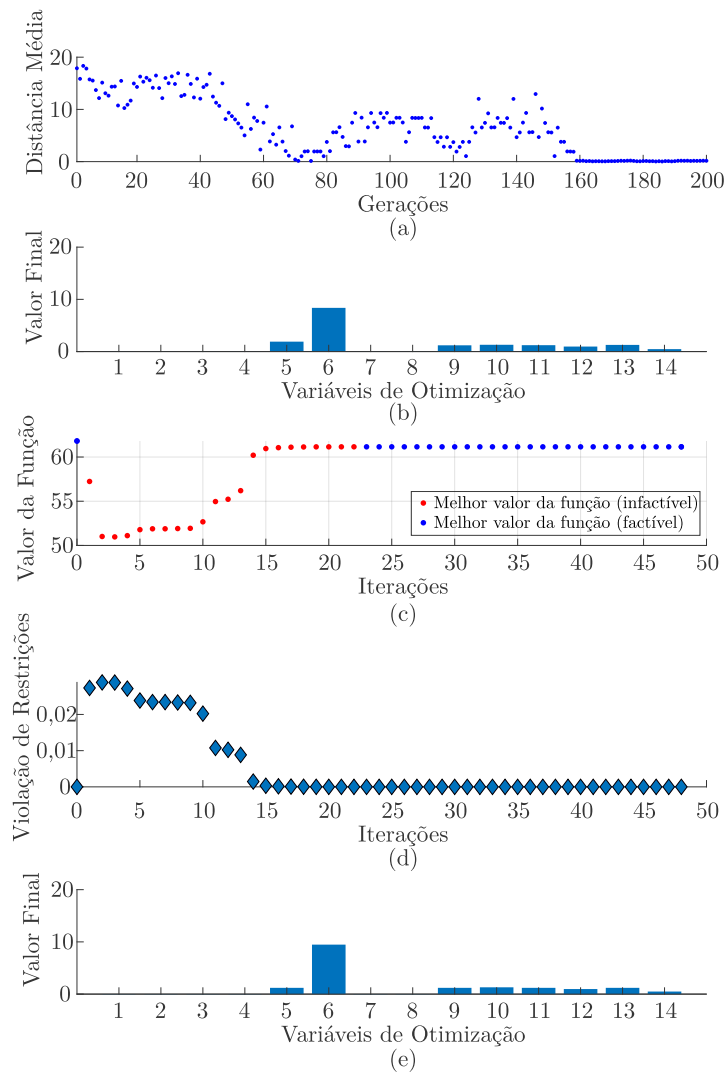
No cenário 7, os relés R34, R54 e R38 são desabilitados em virtude do isolamento do trecho 3-5 e do modo ilhado da MR. O estágio de solução do problema de otimização para esse cenário é ilustrado na Figura 68. Assim como no cenário anterior, é possível observar um baixo valor final para a função objetivo, em virtude dos poucos relés em operação e dos locais de faltas *near-end* e *far-end*. A solução obtida para os parâmetros dos relés de proteção nesse cenário é disposta na Tabela 26. Já os resultados partindo desses parâmetros são apresentados na Tabela 27 e na Figura 69. Quanto a esses resultados, verifica-se, de maneira semelhante ao caso 6, uma rápida resposta da estratégia de proteção às faltas. Os tempos de operação primária, de retaguarda, bem como os ITCs apresentaram baixos valores mínimos, máximos e associados aos três quartis.

Tabela 26 – Parâmetros finais dos relés de proteção para o cenário 7.

Relé	$I_{s,r c}$	$V_{s,r c}$	$\zeta_{s,r c}$
R34	–	–	–
R54	–	–	–
R56	1,2	0,88	9,474403
R38	–	–	–
R83	1,2	0,88	1,3010
R89	1,2	0,88	0,968017
R87	1,2	0,88	0,4895

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 68 – Estágio de solução do problema de otimização para o cenário 7. a) Comportamento das distâncias médias entre indivíduos ao longo das gerações; b) Valores finais das variáveis de otimização obtidas pelo AG; c) Valor da função objetivo ao longo das iterações e avaliação de factibilidade; d) Violação das restrições ao longo das iterações; e) Valores finais das variáveis de otimização.

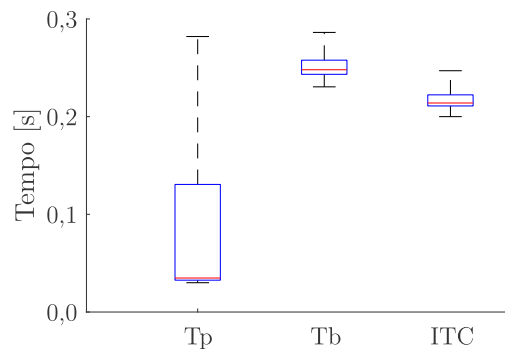


Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 27 – Sumário estatístico da estratégia de proteção proposta considerando o cenário 7.

	Mínimo [s]	Máximo [s]	Q _{1/4} [s]	Q _{2/4} [s]	Q _{3/4} [s]
T _p	0,0300	0,2820	0,0326	0,0348	0,1306
T _b	0,2305	0,2862	0,2433	0,2480	0,2578
ITC	0,2000	0,2470	0,2110	0,2140	0,2223

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 69 – *Boxplots* considerando todos os tempos de operação primária (T_p) de *backup* (T_b) e os ITCs do cenário 7.

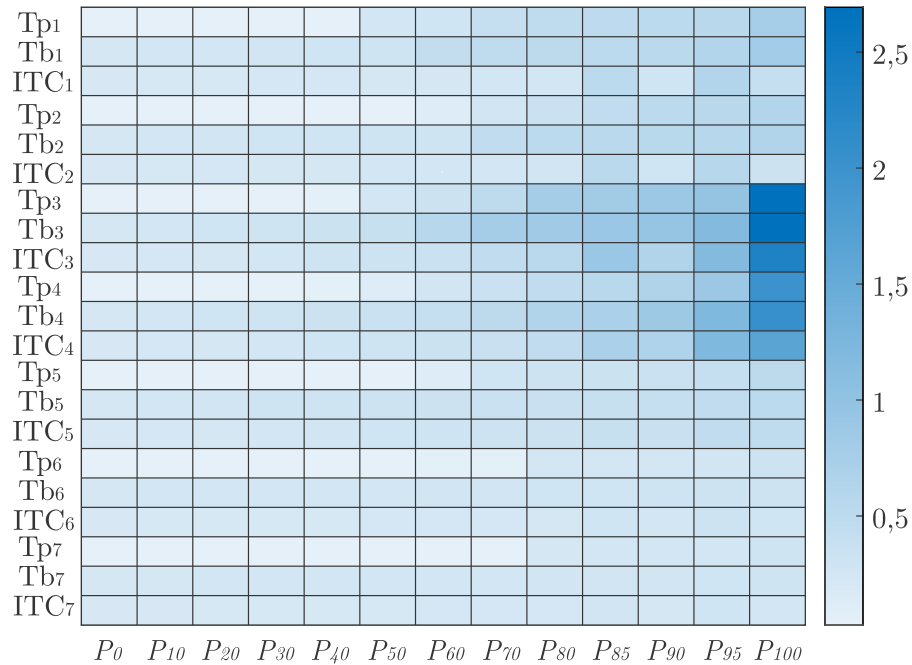
Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.5 Análise geral da estratégia de proteção: tempos de operação e ITCs

De modo a obter uma análise geral do desempenho da estratégia de proteção proposta, apresenta-se a Tabela 28, onde diversos valores de percentis foram utilizados para T_p, T_b e ITC, considerando os cenários de 1 a 7. A Figura 70, no que lhe concerne, possibilita uma visualização global de diversos percentis considerando os tempos de operação primária T_p, de *backup* T_b, e os ITCs para todos os cenários discutidos anteriormente. Do exposto, pode-se concluir primeiramente que a estratégia de proteção proposta apresentou confiabilidade e seletividade na operação frente às faltas analisadas, visto que em todos os cenários considerados nenhuma das restrições adicionadas ao problema de otimização da coordenação da proteção foram violadas. Assim sendo, entende-se que a característica híbrida e não padronizada proposta apresentou não somente rapidez nas atuações, mas permitiu que a proteção funcionasse de forma coordenada e otimizada frente aos diferentes cenários. Pela Figura 70 e Tabela 28, pode-se também apontar que os tempos de operação primária e de retaguarda, bem como os ITCs, foram consideravelmente pequenos para quase todos os cenários e casos faltosos analisados. Tempos moderadamente mais elevados foram observados para dois dos três cenários considerando a MR conectada à rede principal. Não obstante, ao observar os percentis 95, por exemplo, pode-se constatar uma grande

diminuição nos tempos de operação e ITCs para esses cenários. Isso indica, portanto, que a estratégia proposta se mostrou rápida, confiável e seletiva.

Figura 70 – Mapa de calor considerando os tempos de operação primária (T_p) de *backup* (T_b) e os ITCs, em segundos, para todos os cenários e diversos percentis.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 28 – Análise geral da estratégia de proteção proposta considerando os tempos de operação e ITCs: uma variedade de percentis.

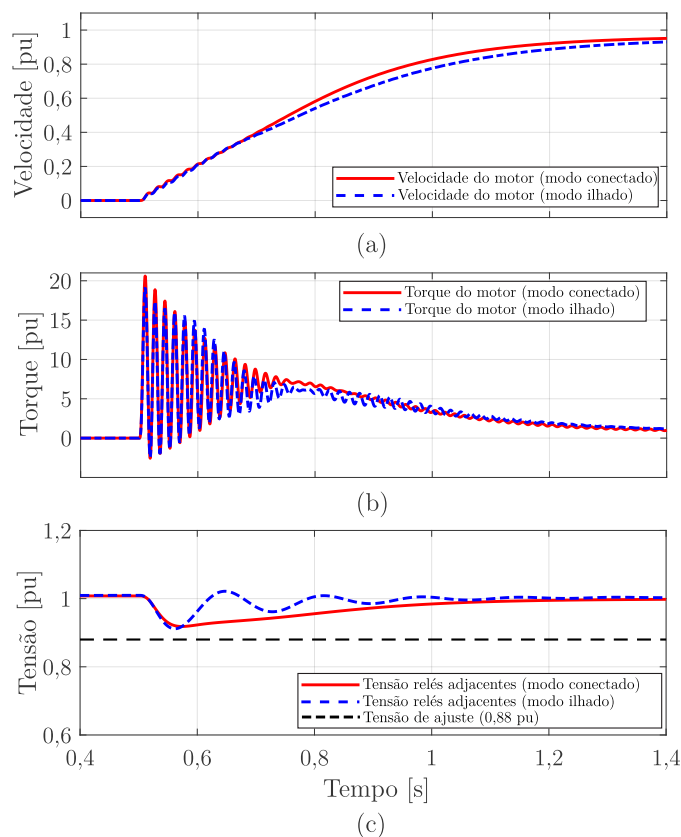
		P_0	P_{10}	P_{20}	P_{30}	P_{40}	P_{50}	P_{60}	P_{70}	P_{80}	P_{85}	P_{90}	P_{95}	P_{100}
Cenário 1	Tp	0,0300	0,0320	0,0334	0,0350	0,0385	0,2484	0,2693	0,3870	0,4715	0,4941	0,5138	0,5437	0,7615
	Tb	0,2300	0,2468	0,2540	0,2621	0,2708	0,2956	0,4272	0,4721	0,5000	0,5130	0,5390	0,6181	0,8046
	ITC	0,2000	0,2070	0,2171	0,2203	0,2250	0,2294	0,2352	0,2431	0,2532	0,5130	0,2727	0,6181	0,4108
Cenário 2	Tp	0,0300	0,0316	0,0324	0,0333	0,0344	0,0356	0,1310	0,2663	0,3557	0,4628	0,5128	0,5425	0,6130
	Tb	0,2300	0,2482	0,2634	0,2715	0,2768	0,2827	0,2949	0,4577	0,5155	0,5330	0,5525	0,5731	0,6294
	ITC	0,2000	0,2148	0,2234	0,2323	0,2380	0,2431	0,2484	0,2548	0,2648	0,5330	0,2787	0,5731	0,3242
Cenário 3	Tp	0,0300	0,0329	0,0356	0,0391	0,0476	0,2537	0,3256	0,4808	0,7703	0,8140	0,8784	0,9638	2,6834
	Tb	0,2300	0,2513	0,2704	0,2961	0,3352	0,3799	0,5617	0,7706	0,8394	0,9017	0,9507	1,1709	2,6929
	ITC	0,2000	0,2177	0,2353	0,2534	0,2822	0,3117	0,3618	0,4596	0,5229	0,9017	0,6311	1,1709	2,3311
Cenário 4	Tp	0,0300	0,0323	0,0343	0,0368	0,0410	0,1316	0,2683	0,3433	0,4642	0,5527	0,6445	0,8748	1,9978
	Tb	0,2300	0,2516	0,2707	0,2950	0,3213	0,3581	0,4060	0,5062	0,6239	0,7093	0,8605	1,2017	2,0403
	ITC	0,2000	0,2189	0,2345	0,2546	0,2757	0,2979	0,3342	0,3675	0,4613	0,7093	0,6601	1,2017	1,6327
Cenário 5	Tp	0,0300	0,0319	0,0330	0,0344	0,0359	0,0384	0,1333	0,2768	0,3131	0,3346	0,3603	0,4101	0,4994
	Tb	0,2303	0,2531	0,2680	0,2827	0,2957	0,3103	0,3254	0,3446	0,3654	0,3816	0,4090	0,4575	0,5166
	ITC	0,2003	0,2216	0,2343	0,2486	0,2624	0,2752	0,2911	0,3077	0,3286	0,3816	0,3725	0,4575	0,4755
Cenário 6	Tp	0,0300	0,0325	0,0340	0,0350	0,0365	0,0380	0,0410	0,0452	0,2382	0,2437	0,2523	0,2614	0,3032
	Tb	0,2300	0,2413	0,2476	0,2488	0,2519	0,2535	0,2605	0,2634	0,2706	0,2779	0,2856	0,3012	0,3106
	ITC	0,2000	0,2093	0,2146	0,2151	0,2171	0,2189	0,2242	0,2272	0,2339	0,2779	0,2475	0,3012	0,2702
Cenário 7	Tp	0,0300	0,0311	0,0322	0,0329	0,0337	0,0348	0,0363	0,0392	0,2348	0,2412	0,2478	0,2563	0,2820
	Tb	0,2305	0,2376	0,2419	0,2458	0,2464	0,2480	0,2521	0,2567	0,2590	0,2609	0,2659	0,2715	0,2862
	ITC	0,2000	0,2060	0,2101	0,2119	0,2130	0,2140	0,2187	0,2215	0,2231	0,2609	0,2278	0,2715	0,2470

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.6 Considerações acerca da segurança dos ajustes de tensão adotados

Mesmo diante do exposto na subseção 6.1.4.3 acerca do ajuste fixado em 0,88 pu para as tensões, investigou-se a segurança do ajuste adotado frente à partida de um motor elétrico de 300 kVA na barra mais carregada da MR. Embora motores elétricos com potências elevadas usualmente possuam partidas eletrônicas, considerou-se uma partida direta desse motor com o intuito de avaliar os impactos nas tensões vistas pelos relés das barras adjacentes. A Figura 71 apresenta os resultados da simulação considerando os modos ilhado e conectado à rede principal, onde verificou-se que a partida implica em uma diminuição na tensão, mas não ultrapassa o ajuste definido em 0,88 pu. Deve-se ainda pontuar que além dos ajustes de tensão, para a atuação dos relés, os ajustes de corrente também devem ser ultrapassados de forma simultânea. Diferentes situações de entradas de blocos de cargas também foram simuladas e o ajuste definido mostrou-se seguro para a MR adotada. Ressalta-se, no entanto, que para fins de escalabilidade da estratégia proposta, outros valores de ajustes podem ser cuidadosamente definidos, levando em consideração cenários e normas específicas pertinentes.

Figura 71 – Partida de motor elétrico de 300 kVA considerando a MR ilhada e conectada à rede principal. a) Velocidade do motor; b) Torque do motor; e c) Tensão medida pelos relés adjacentes.



Fonte: Elaborada pelo autor.

6.3 Experimentos em tempo real

Tendo em vista que a estratégia proposta apresentou bons resultados, a plataforma experimental apresentada no Capítulo 5 foi empregada para a realização de uma avaliação em ambiente experimental. Os aparatos de *software* e *hardware* utilizados foram os mesmos apresentados e detalhadamente discutidos no Capítulo 5. Não obstante, a característica híbrida proposta neste capítulo foi devidamente embarcada nos MCUs, de modo a emular os relés da MR. Foram realizados oito testes experimentais, cujas correspondências para fins de normalização no intervalo 0 - 3 V dos MCUs são apresentadas na Tabela 29. Uma breve descrição dos experimentos é apresentada na sequência:

- ❑ Teste I: Falta trifásica sólida no trecho 3–5, envolvendo os relés R34, R83 e R54, no cenário 1 com a MR ilhada – Figura 72;
- ❑ Teste II: Falta monofásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 8–11, envolvendo os relés R89 e R38, no cenário 1 com a MR ilhada – Figura 73;
- ❑ Teste III: Falta monofásica com $R_f = 5 \Omega$ no trecho 3–5, envolvendo os relés R34, R54, e R83, no cenário 3 com a MR conectada à rede principal – Figura 74;
- ❑ Teste IV: Falta bifásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 5–6, envolvendo os relés R56 e R34, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal – Figura 75;
- ❑ Teste V: Falta monofásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 8–11, envolvendo os relés R89 e R38, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal – Figura 76;
- ❑ Teste VI: Falta bifásica envolvendo o terra com $R_f = 10 \Omega$ no trecho 8–7, envolvendo os relés R87 e R38, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal – Figura 77;
- ❑ Teste VII: Falta monofásica com $R_f = 15 \Omega$ no trecho 3–8, envolvendo os relés R38 e R54, no cenário 2 com a MR ilhada – Figura 78;
- ❑ Teste VIII: Falta trifásica com $R_f = 10 \Omega$ no trecho 5–8, envolvendo os relés R87 e R56, no cenário 6 com a MR ilhada em situação de *self-healing* – Figura 79.

Ao fim, algumas comparações foram realizadas entre os resultados obtidos através dos testes experimentais e simulações. A Figura 80 ilustra as diferenças verificadas considerando todos os tempos de operação dos testes realizados. Já a Tabela 30 apresenta uma comparação numérica, onde verificou-se que a máxima diferença entre os testes e as simulações foi de 0,064 s. Para os ITCs, as diferenças mínima, média e máxima encontradas foram, respectivamente, 0,004 s, 0,017 s e 0,041 s. Assim sendo, os resultados experimentais consubstanciam os resultados anteriormente apresentados, indicando que a estratégia proposta apresenta rapidez e seletividade, conduzindo a boas respostas nas condições investigadas de proteção para MRs, também em ambiente de *hardware*.

Tabela 29 – Correspondências de adequação dos sinais analógicos de entrada nas MCUs.

Teste	Relé	$T_{max,i}$	$T_{min,i}$	$T_{max,v}$	$T_{min,v}$
I	R34	170	-170	1	-1
	R83	170	-170	1	-1
	R54	1900	-1900	1	-1
II	R89	750	-750	1	-1
	R38	800	-800	1	-1
III	R34	1100	-1100	1	-1
	R54	1200	-1200	1	-1
	R83	150	-150	1	-1
IV	R56	1100	-1100	1	-1
	R34	700	-700	1	-1
V	R89	750	-750	1	-1
	R38	800	-800	1	-1
VI	R87	1100	-1100	1	-1
	R38	1200	-1200	1	-1
VII	R38	1000	-1000	1	-1
	R54	1000	-1000	1	-1
VIII	R87	140	-140	1	-1
	R56	1000	-1000	1	-1

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4 Discussão

A estratégia de proteção adaptativa de MRs com novas características híbridas de proteção propostas neste capítulo apresentou bons resultados para os diferentes cenários de operação analisados. Foi possível verificar que a característica híbrida proposta possibilitou rapidez à estratégia de proteção, sem trazer prejuízos à coordenação e seletividade entre os relés da MR. Para todos os cenários investigados, o problema de otimização da coordenação da proteção formulado foi solucionado sem nenhum tipo de violação de restrições. Em dois cenários específicos de operação, alguns casos de falta implicaram em tempos um pouco maiores de operação por parte da proteção. No entanto, mesmo para esses cenários, ao observar os percentis dos tempos de operação primária, de retaguarda e dos ITCs, foram encontrados tempos relativamente pequenos para até 95% dos casos faltosos.

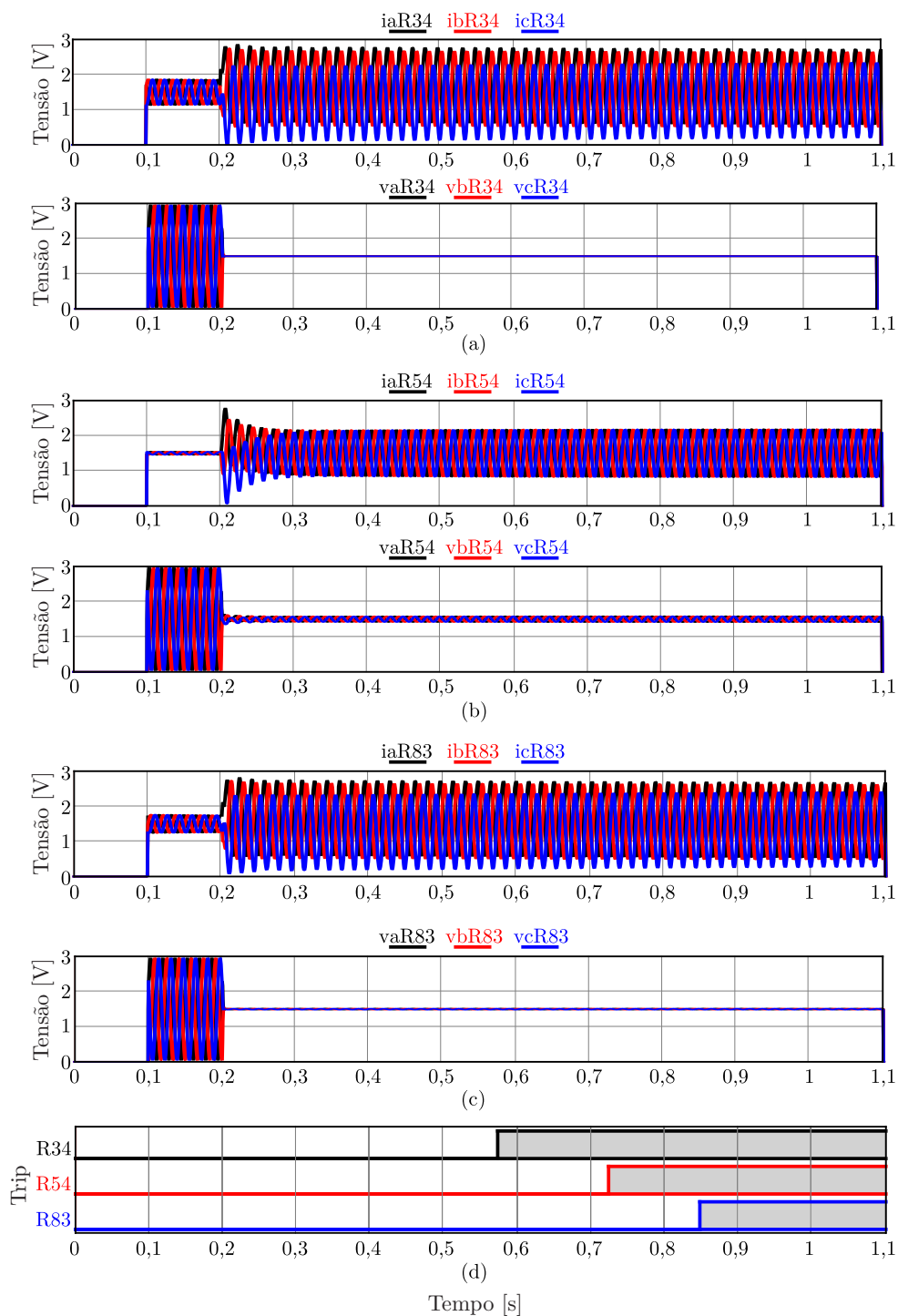
Em face do desempenho satisfatório da estratégia de proteção proposta, a plataforma experimental apresentada no Capítulo 5 foi empregada para avaliar seu desempenho em ambiente de *hardware*. Os experimentos em tempo real confirmaram o bom desempenho da proposição, tendo em vista a boa proximidade entre os tempos de operação encontrados nos experimentos e nas simulações.

Tabela 30 – Comparação entre os resultados obtidos considerando os experimentos em tempo real (segundos).

Teste	Relé	<i>Software</i>	<i>Hardware</i>	Diferença
I	R34	0,369	0,374	0,005
	R83	0,624	0,649	0,025
	R54	0,500	0,526	0,026
II	R89	0,041	0,074	0,032
	R38	0,295	0,323	0,028
III	R34	0,301	0,323	0,023
	R54	0,555	0,596	0,041
	R83	0,823	0,887	0,064
IV	R56	0,039	0,073	0,034
	R34	0,404	0,416	0,012
V	R89	0,049	0,072	0,023
	R38	0,415	0,424	0,010
VI	R87	0,034	0,076	0,041
	R38	0,313	0,340	0,027
VII	R38	0,266	0,299	0,032
	R54	0,532	0,569	0,037
VIII	R87	0,045	0,081	0,036
	R56	0,261	0,286	0,025
<i>Diferença Média [s]</i>				0,029
<i>Diferença Máxima [s]</i>				0,064
<i>Diferença Mínima [s]</i>				0,005

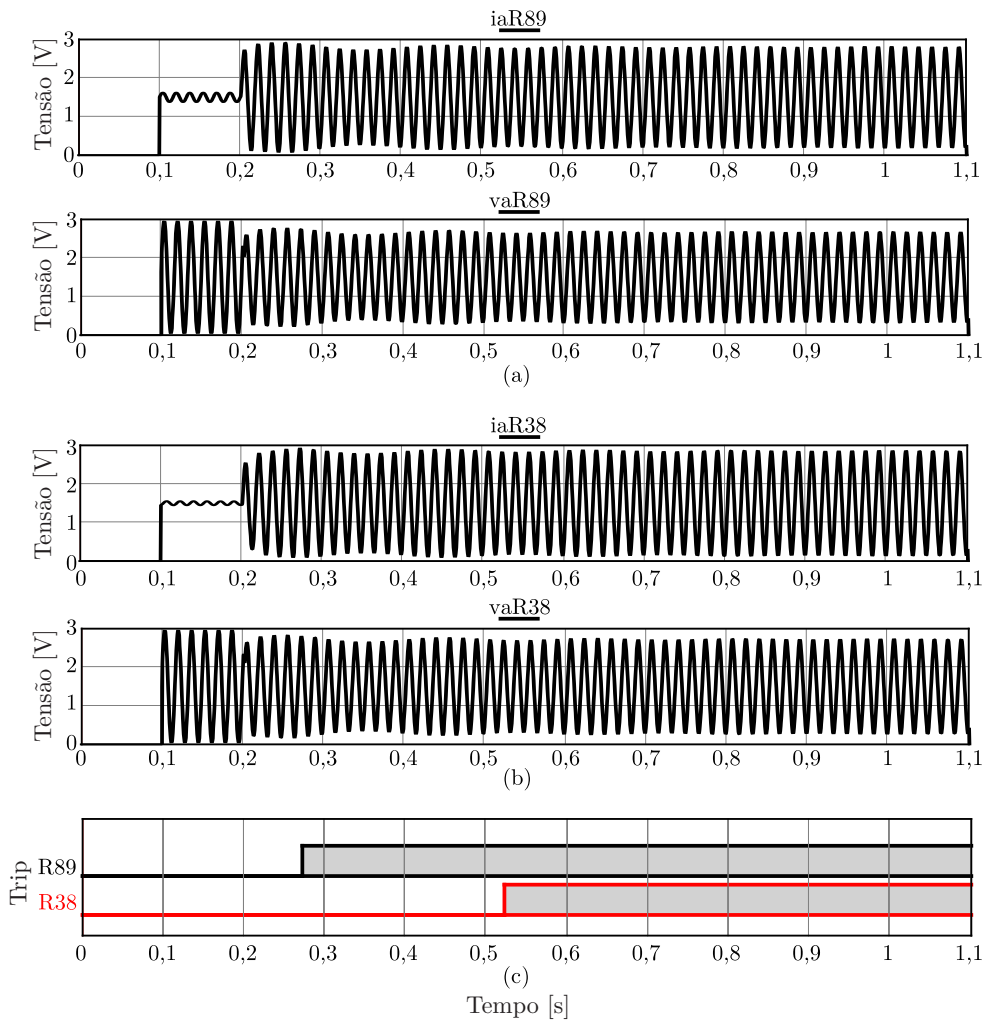
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 72 – Teste I: Falta trifásica sólida no trecho 3–5, envolvendo os relés R34, R83 e R54, no cenário 1 com a MR ilhada.



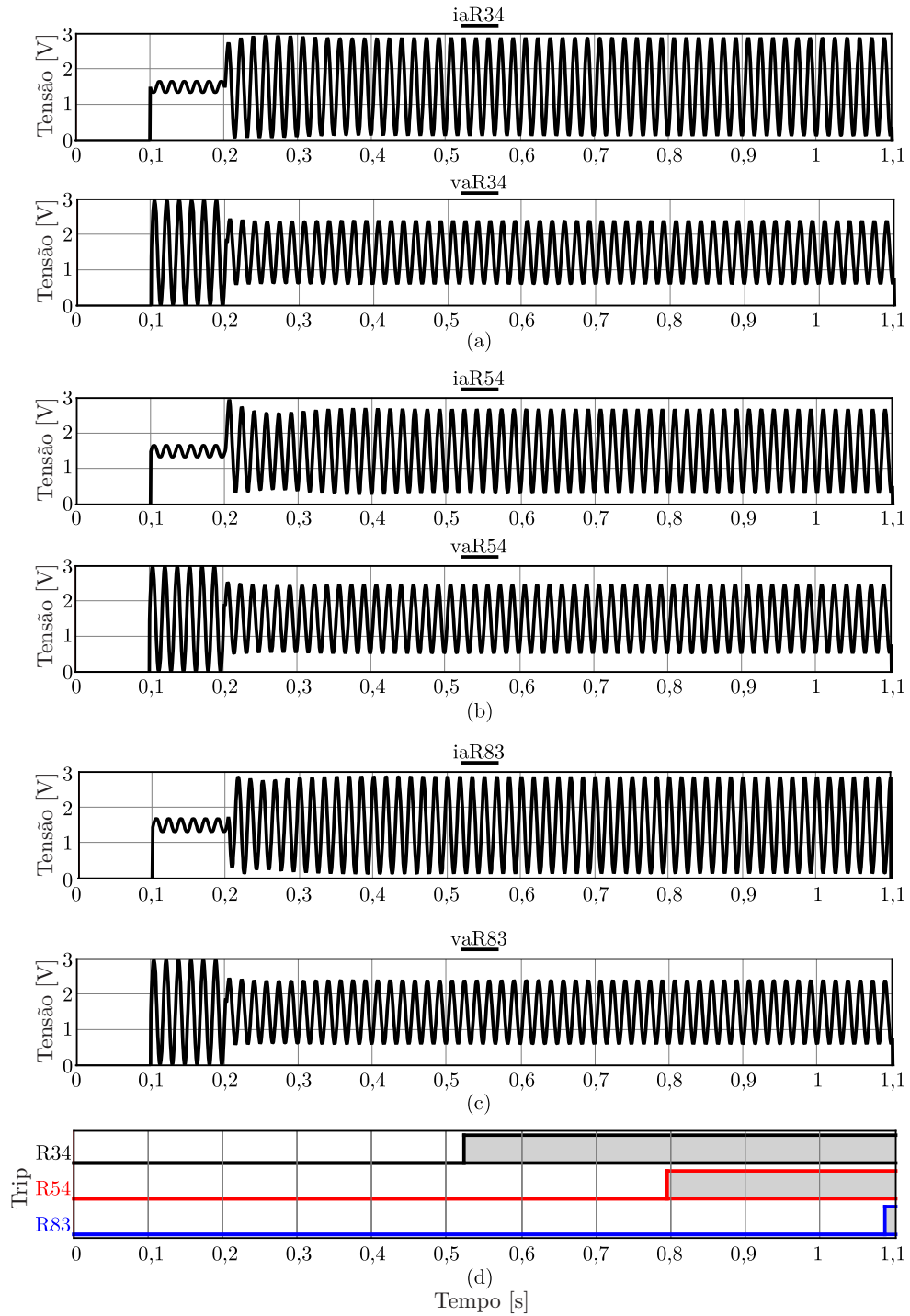
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 73 – Teste II: Falta monofásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 8–11, envolvendo os relés R89 e R38, no cenário 1 com a MR ilhada.



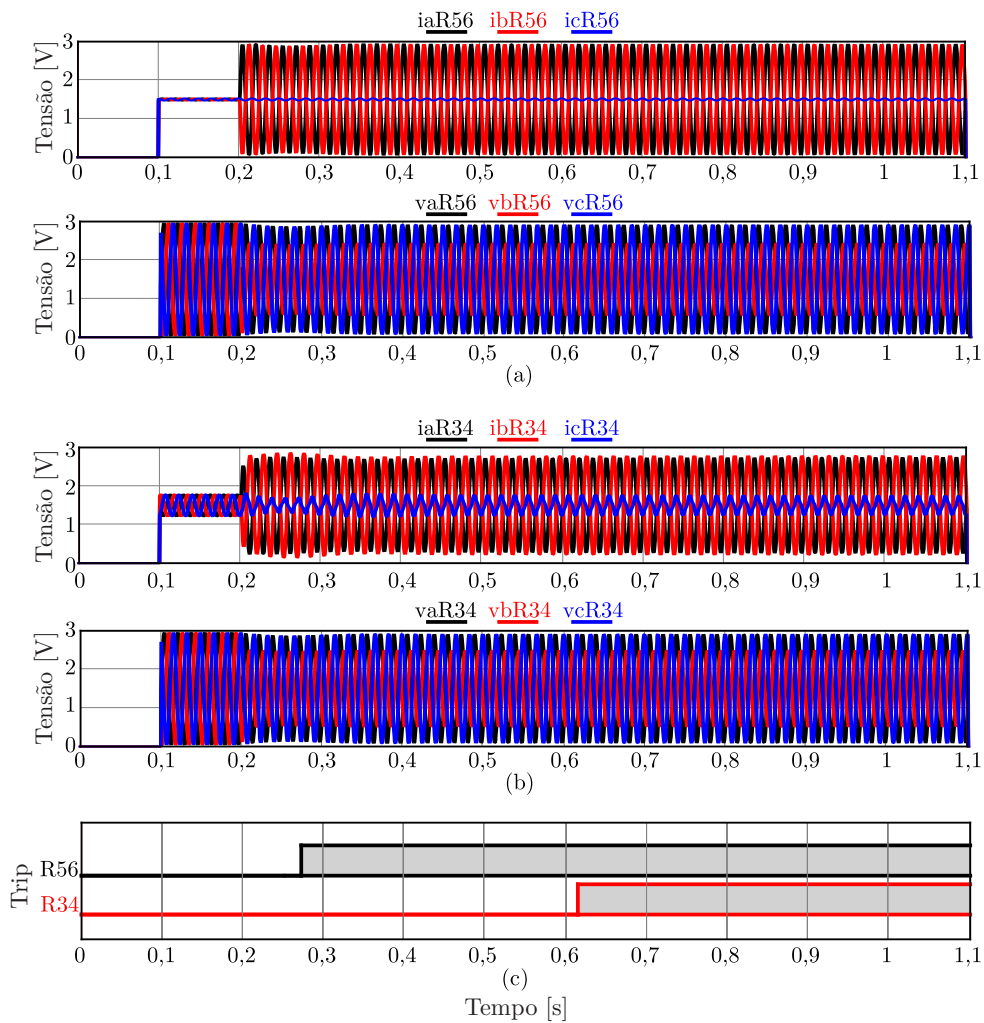
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 74 – Teste III: Falta monofásica com $R_f = 5 \Omega$ no trecho 3–5, envolvendo os relés R34, R54, e R83, no cenário 3 com a MR conectada à rede principal.



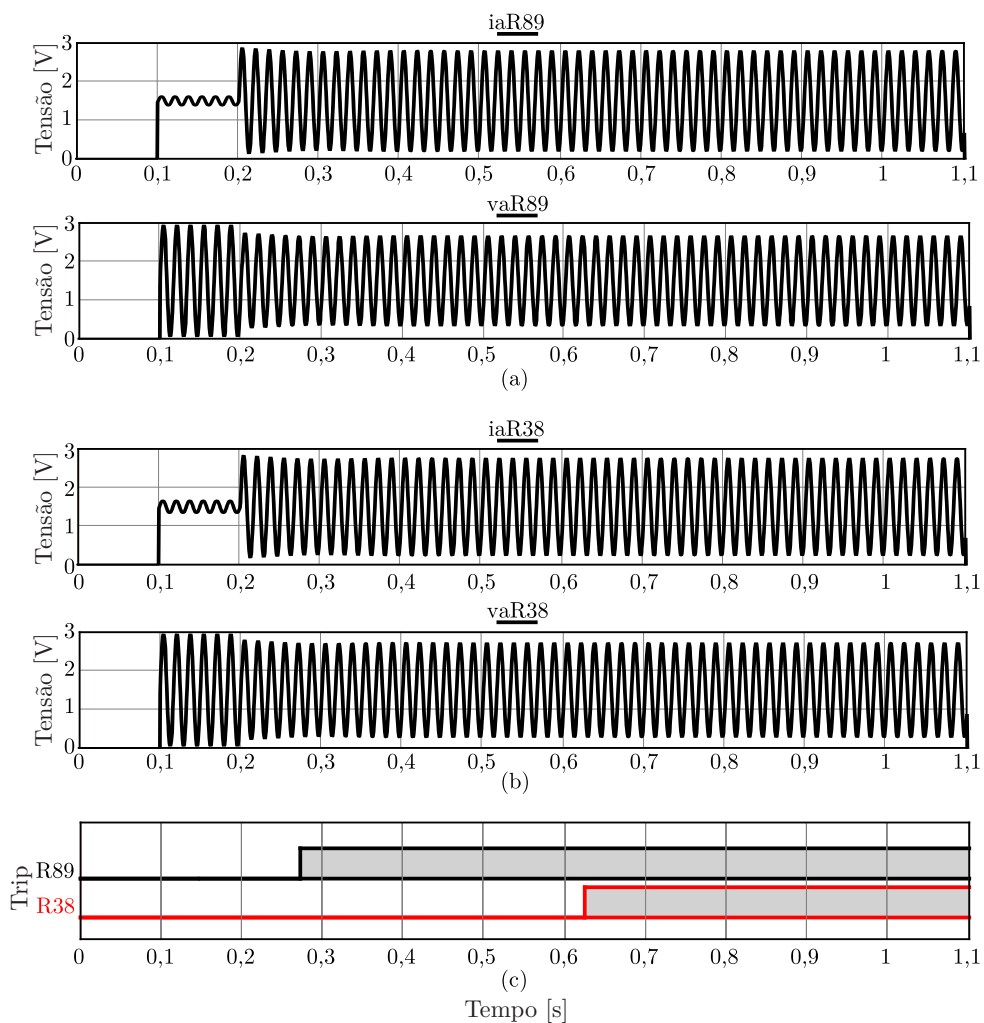
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 75 – Teste IV: Falta bifásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 5–6, envolvendo os relés R56 e R34, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal.



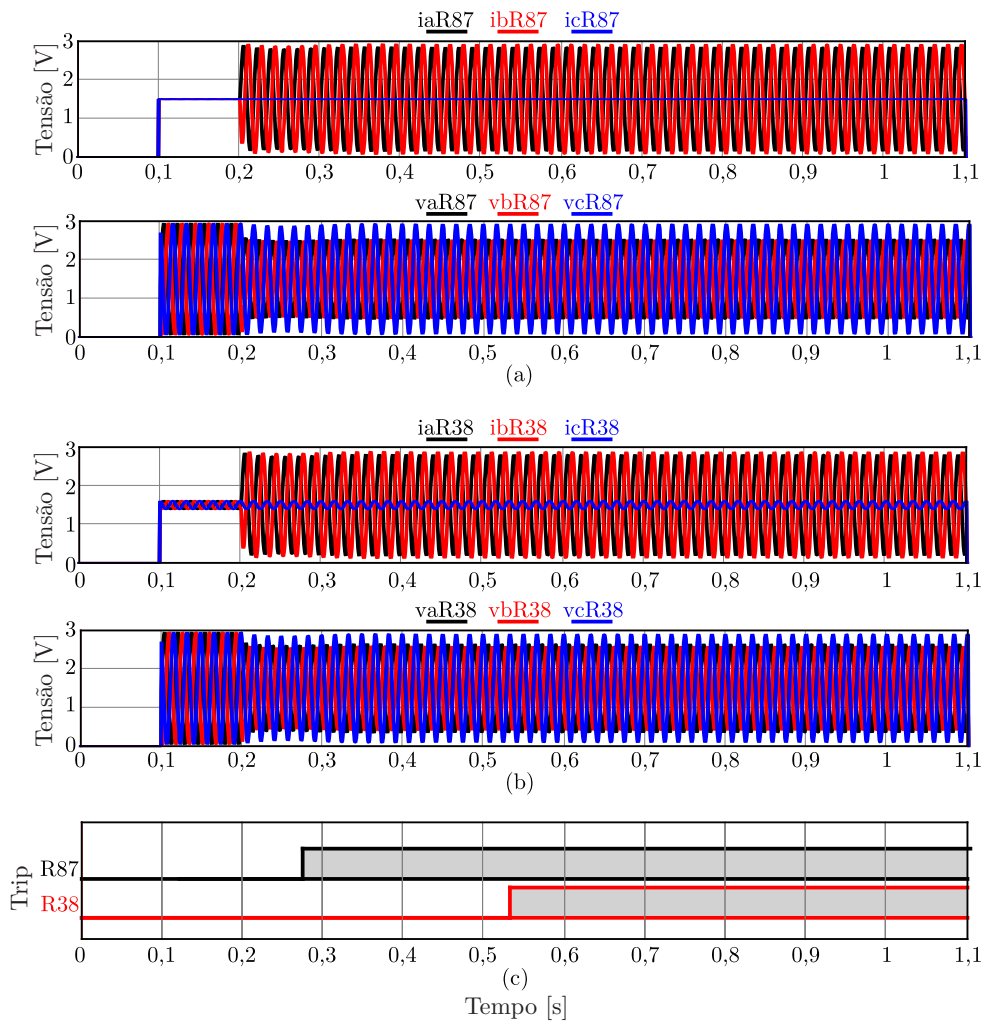
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 76 – Teste V: Falta monofásica com $R_f = 20 \Omega$ no trecho 8–11, envolvendo os relés R89 e R38, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal.



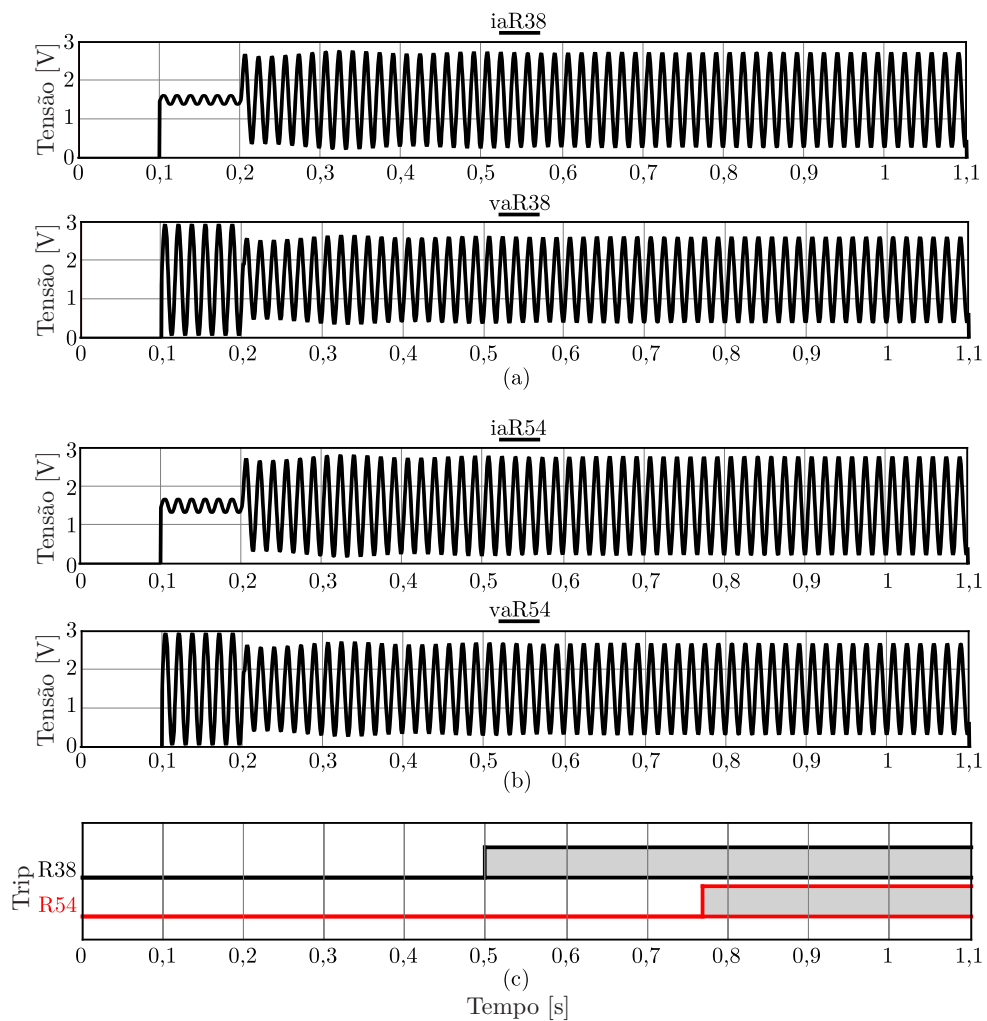
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 77 – Teste VI: Falta bifásica envolvendo o terra com $R_f = 10 \Omega$ no trecho 8–7, envolvendo os relés R87 e R38, no cenário 4 com a MR conectada à rede principal.



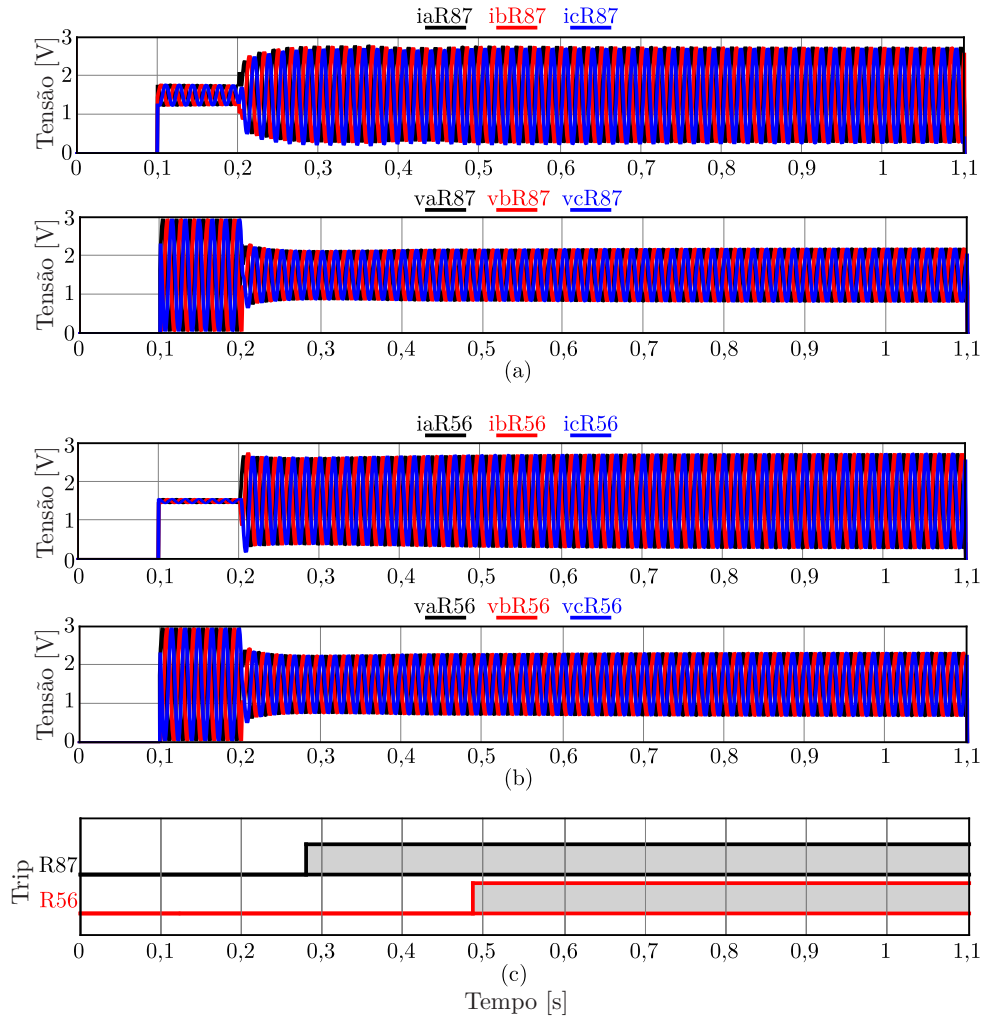
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 78 – Teste VII: Falta monofásica com $R_f = 15 \Omega$ no trecho 3–8, envolvendo os relés R38 e R54, no cenário 2 com a MR ilhada.



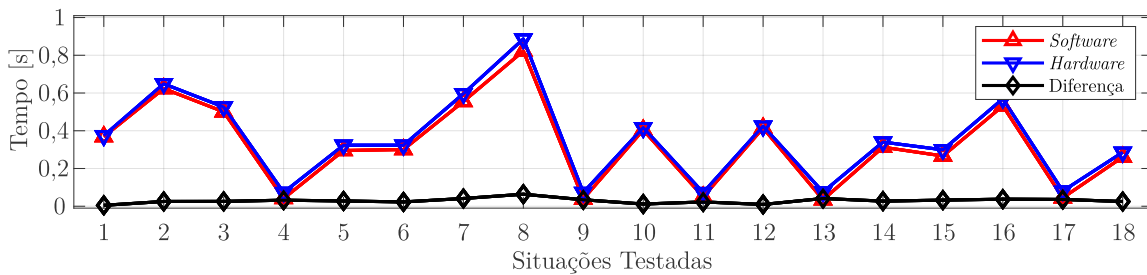
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 79 – Teste VIII: Falta trifásica com $R_f = 10 \Omega$ no trecho 5–8, envolvendo os relés R87 e R56, no cenário 6 com a MR ilhada em situação de *self-healing*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 80 – Tempos de operação obtidos para todas as situações testadas: comparação entre *hardware* e *software*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

CONCLUSÕES

É evidente que as MRs fazem parte de um processo de modernização dos sistemas elétricos de potência. As suas vantagens são significativas sob diferentes perspectivas: consumidores, concessionárias, fornecedores de tecnologia, e governo. No entanto, é de comum consenso na literatura que alguns desafios devem ser superados para que a implementação prática de MRs continue avançando, dentre eles o desafio de sua proteção.

Buscou-se nessa pesquisa trazer contribuições para o tópico de proteção de MRs. Inicialmente, desenvolveu-se nessa pesquisa uma revisão abrangente e sistemática da literatura, acompanhada de uma análise baseada em dados sobre o tópico de proteção de MRs. Em sequência, teve-se por objetivo desenvolver uma estratégia adaptativa de proteção para MRs eficiente para os modos de operação ilhado e conectado à rede principal. Assim sendo, esta tese apresentou uma nova estratégia de proteção para MRs utilizando uma abordagem adaptativa com características híbridas de atuação. A característica híbrida e não padronizada aqui apresentada mostrou um excelente desempenho quando comparada com proposições existentes na literatura. Destaca-se que apesar de se tratar de uma nova curva híbrida e não padronizada, a mesma não exige técnicas avançadas de processamento de sinais, taxas elevadas de amostragem, ou mesmo equipamentos adicionais. Após a formulação do problema de otimização da coordenação da proteção, verificou-se que a estratégia proposta apresentou rapidez e seletividade para todos os cenários estudados. Em dois dos três cenários que consideraram a MR conectada à rede principal, tempos de operação um pouco mais elevados foram constatados. No entanto, os percentis 95 dos tempos de operação se mostraram altamente satisfatórios. Deve-se ainda destacar desempenho adequado da estratégia proposta no que tange à coordenação da proteção, visto que não foram observadas violações nas restrições em nenhum dos cenários investigados.

Uma outra vertente dessa pesquisa esteve relacionada à implantação de uma plataforma experimental com o objetivo de possibilitar testes experimentais de proposições envolvendo

a proteção de MRs. Entende-se que a plataforma elaborada pode assistir aos próximos desenvolvimentos do LSEE/USP. Também em função do desempenho satisfatório da estratégia de proteção proposta, testes em tempo real foram realizados com o auxílio dessa plataforma experimental. O núcleo central da proposição compreendendo as características híbridas e não padronizadas de atuação foram embarcadas em MCUs de baixo custo e os resultados obtidos experimentalmente foram condizentes com os resultados esperados, validando, de certo modo, a proposição central desta tese.

Pesquisas futuras são estimuladas no tópico de proteção de MRs, sendo que algumas recomendações são feitas na sequência:

- ❑ Investigação de estratégias de proteção considerando MRs com 100% dos REDs baseados em inversores. Entende-se como promissoras as investigações que caminham para um cenário de MRs constituídas apenas por esse tipo de tecnologia;
- ❑ Estudo de estratégias de proteção considerando a integração de múltiplas MRs. Existem pesquisas iniciais considerando a interconexão de múltiplas MRs, a comunicação entre essas MRs, e até mesmo o aspecto de *demand response*. Estudos de proteção considerando este cenário ainda não são encontrados, até onde se sabe;
- ❑ Na formulação e solução do problema de otimização da coordenação da proteção, pode ser interessante inserir, de alguma maneira, as constantes do grupo Λ como variáveis discretas do problema, além das variáveis já consideradas do grupo β_g^c . Investigações podem ser feitas no sentido de verificar se a variação dessas constantes acarretam em um desempenho ainda melhor da proteção para cenários específicos da MR;
- ❑ Algumas proposições associadas à proteção de MRs têm se baseado na inserção de correntes harmônicas durante as faltas, alterando-se o controle dos REDs. Acredita-se que seja relevante a investigação e proposição de características híbridas de proteção considerando, de algum modo, esse contexto;
- ❑ A escalabilidade das proposições na área de proteção de MRs pode ser considerada limitada em quase todas as pesquisas. Assim, a proposição de uma estratégia totalmente independente de topologias/estruturas das MRs, bem como dos tipos de geradores e elementos da MR ainda se mostra um grande desafio. Investigações nessa direção podem trazer grandes contribuições para o tema;
- ❑ Estudo de faltas de alta impedância em um contexto de MRs e elaboração de módulos secundários de proteção para essas situações específicas de falta;
- ❑ Considerações sobre a transição de desenvolvimento dos sistemas elétricos, partindo-se de uma estrutura estabelecida e convencional de um SD à estrutura de uma MR. Os estudos existentes consideram uma infraestrutura ideal de uma MR, desconsiderando

que vários elementos dos SDs podem ser mantidos, como fusíveis, chaves, religadores, reguladores de tensão e outros;

- Na formulação das restrições do problema de otimização da coordenação da proteção, pode-se avaliar a inserção de restrições mais associadas às questões práticas do nível de distribuição, tal como a suportabilidade térmica de condutores e transformadores.

REFERÊNCIAS

- AAZAMI, R.; ESMAEILBEIGI, S.; VALIZADEH, M.; JAVADI, M. S. Novel intelligent multi-agents system for hybrid adaptive protection of micro-grid. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 30, p. 100682, 2022.
- ABDULHADI, I.; COFFELE, F.; DYSKO, A.; BOOTH, C.; BURT, G. Adaptive protection architecture for the smart grid. In: **2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies**. Manchester, UK: IEEE, 2011.
- ABNT. **Transformador de Corrente – Especificação e ensaios – NBR 6856**. Rio de Janeiro, 2015.
- _____. **Transformador de Potencial – Especificação e ensaios – NBR 6855**. Rio de Janeiro, 2015.
- ABOELNAGA, A. A.; AZZOUZ, M. A. Adaptive current-angle-based phase selection for microgrids with inverter-interfaced renewable energy sources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–12, 2021.
- AGARWAL, T.; NIKNEJAD, P.; RAHMANI, F.; BARZEGARAN, M.; VANFRETTI, L. A time-sensitive networking-enabled synchronized three-phase and phasor measurement-based monitoring system for microgrids. **IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications**, v. 6, n. 1, p. 1–11, 2021.
- AGHDAM, T. S.; KAREGAR, H. K.; ZEINELDIN, H. H. Variable tripping time differential protection for microgrids considering DG stability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–1, 2018.
- ALAM, M. N.; CHAKRABARTI, S.; SHARMA, A.; SRIVASTAVA, S. C. An adaptive protection scheme for AC microgrids using micro-PMU based topology processor. In: **2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)**. Genova, Italy: IEEE, 2019.
- ALAM, M. N.; DAS, B.; PANT, V. A comparative study of metaheuristic optimization approaches for directional overcurrent relays coordination. **Electric Power Systems Research**, v. 128, p. 39–52, 2015.
- ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. [S.l.]: Wiley-Blackwell, 1998. ISBN 0780334272.
- ATAEI, M. A.; GITIZADEH, M. A distributed adaptive protection scheme based on multi-agent system for distribution networks in the presence of distributed generations. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 16, n. 8, p. 1521–1540, 2022.

- ATES, Y.; BOYNUEGRI, A.; UZUNOGLU, M.; NADAR, A.; YUMURTACI, R.; ERDINC, O.; PATERAKIS, N.; CATALÃO, J. Adaptive protection scheme for a distribution system considering grid-connected and islanded modes of operation. **Energies**, v. 9, n. 5, p. 378, 2016.
- ATES, Y.; UZUNOGLU, M.; KARAKAS, A.; BOYNUEGRI, A. R.; NADAR, A.; DAG, B. Implementation of adaptive relay coordination in distribution systems including distributed generation. **Journal of Cleaner Production**, v. 112, p. 2697–2705, 2016.
- ATTEYA, A. I.; ZONKOLY, A. M. E.; ASHOUR, H. A. Optimal relay coordination of an adaptive protection scheme using modified PSO algorithm. In: **2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)**. Cairo, Egypt: IEEE, 2017.
- BARAN, M.; EL-MARKABI, I. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. In: **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004**. New York, USA: IEEE, 2004.
- BARKER, P.; MELLO, R. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: **2000 Power Engineering Society Summer Meeting**. Seattle, USA: IEEE, 2000.
- BARRA, P. H. A.; CARVALHO, W. C.; MENEZES, T. S.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. A review on wind power smoothing using high-power energy storage systems. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 137, p. 110455, 2021.
- BARRA, P. H. A.; COURY, D. V.; FERNANDES, R. A. S. A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 118, p. 109524, 2020.
- BARRA, P. H. A.; LACERDA, V. A.; FERNANDES, R. A. S.; COURY, D. V. A hardware-in-the-loop testbed for microgrid protection considering non-standard curves. **Electric Power Systems Research**, v. 196, p. 107242, 2021.
- BASTOS, R. F.; SILVA, F. B.; AGUIAR, C. R.; FUZATO, G.; MACHADO, R. Q. Low-cost hardware-in-the-loop for real-time simulation of electric machines and electric drive. **IET Electric Power Applications**, v. 14, n. 9, p. 1679–1685, 2020.
- BEDER, H.; MOHANDÉS, B.; MOURSI, M. S. E.; BADRAN, E. A.; SAADAWI, M. M. E. A new communication-free dual setting protection coordination of microgrid. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 36, n. 4, p. 2446–2458, 2021.
- BEKHRADIAN, R.; DAVARPANAH, M.; SANAYE-PASAND, M. Novel approach for secure islanding detection in synchronous generator based microgrids. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 34, n. 2, p. 457–466, 2019.
- BHATTARAI, B. P.; BAK-JENSEN, B.; CHAUDHARY, S.; PILLAI, J. R. An adaptive overcurrent protection in smart distribution grid. In: **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. Eindhoven, Netherlands: IEEE, 2015.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3rd. ed. [S.l.]: Boca Raton, 2004. ISBN 978-1-57444-716-3.

- BORNER, K.; CHEN, C.; BOYACK, K. W. Visualizing knowledge domains. **Annual Review of Information Science and Technology**, v. 37, n. 1, p. 179–255, 2005.
- BRAHMA, S.; GIRGIS, A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 1, p. 56–63, 2004.
- BREARLEY, B. J.; PRABU, R. R. A review on issues and approaches for microgrid protection. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 988–997, 2017.
- BROWN, R. E. Impact of smart grid on distribution system design. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. Pittsburgh, USA: IEEE, 2008.
- BUQUE, C.; IPINNIMO, O.; CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P. Modeling and simulation of an adaptive relaying scheme for a microgrid. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. San Diego, USA: IEEE, 2012.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. [S.l.]: Edgard Blücher Ltda., 1983.
- CASAGRANDE, E.; WOON, W. L.; ZEINELDIN, H. H.; SVETINOVIC, D. A differential sequence component protection scheme for microgrids with inverter-based distributed generators. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 1, p. 29–37, 2014.
- CHABANLOO, R.; ABYANEH, H.; AGHELI, A.; RASTEGAR, H. Overcurrent relays coordination considering transient behaviour of fault current limiter and distributed generation in distribution power network. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 5, n. 9, p. 903, 2011.
- CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Prevention of reliability degradation from recloser–fuse miscoordination due to distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 2545–2554, 2008.
- CHAKRABORTY, S.; DAS, S. Communication-less protection scheme for AC microgrids using hybrid tripping characteristic. **Electric Power Systems Research**, v. 187, p. 106453, 2020.
- CHANDAK, S.; ROUT, P. K. The implementation framework of a microgrid: A review. **International Journal of Energy Research**, v. 45, n. 3, p. 3523–3547, 2021.
- CHATTOPADHYAY, B.; SACHDEV, M.; SIDHU, T. An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 165–171, 1996.
- CHE, L.; KHODAYAR, M. E.; SHAHIDEHPOUR, M. Adaptive protection system for microgrids: Protection practices of a functional microgrid system. **IEEE Electrification Magazine**, v. 2, n. 1, p. 66–80, 2014.
- CHEN, J.; FAN, R.; DUAN, X.; CAO, J. Penetration level optimization for DG considering reliable action of relay protection device constrains. In: **2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply**. Nanjing, China: IEEE, 2009.

- CHEUNG, H.; HAMLYN, A.; YANG, C.; CHEUNG, R. Network-based adaptive protection strategy for feeders with distributed generations. In: **2007 IEEE Canada Electrical Power Conference**. Montreal, Canada: IEEE, 2007.
- CHILVERS, I. The use of 11 kV distance protection to increase generation connected to the distribution network. In: **Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection**. Amsterdam, Netherlands: IEE, 2004.
- CIGRE. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**. [S.l.], 2014.
- CINTUGLU, M. H.; MA, T.; MOHAMMED, O. A. Protection of autonomous microgrids using agent-based distributed communication. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 351–360, 2017.
- COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYSKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 561–568, 2015.
- CONTI, S. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 1, p. 49–56, 2009.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes**. São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, 2007. ISBN 978-85-85205-78-2.
- DAIM, T. U.; RUEDA, G.; MARTIN, H.; GERDSRI, P. Forecasting emerging technologies: Use of bibliometrics and patent analysis. **Technological Forecasting and Social Change**, v. 73, n. 8, p. 981–1012, 2006.
- DARABI, A.; BAGHERI, M.; GHAREHPETIAN, G. B. Highly sensitive microgrid protection using overcurrent relays with a novel relay characteristic. **IET Renewable Power Generation**, v. 14, n. 7, p. 1201–1209, 2020.
- DARYANI, M. J.; KARKEVANDI, A. E. Decentralized cooperative protection strategy for smart distribution grid using multi-agent system. In: **2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)**. Istanbul, Turkey: IEEE, 2018.
- DAS, S.; MULLICK, S. S.; SUGANTHAN, P. Recent advances in differential evolution – an updated survey. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 27, p. 1–30, 2016.
- DAS, S.; SUGANTHAN, P. N. Differential evolution: A survey of the state-of-the-art. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 15, n. 1, p. 4–31, 2011.
- DOROSTI, P.; MOAZZAMI, M.; FANI, B.; SIANO, P. An adaptive protection coordination scheme for microgrids with optimum PV resources. **Journal of Cleaner Production**, v. 340, p. 130723, 2022.
- EBRAHIMI, E.; SANJARI, M. J.; GHAREHPETIAN, G. B. Control of three-phase inverter-based DG system during fault condition without changing protection coordination. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 63, p. 814–823, 2014.

ECK, N. J. van; WALTMAN, L. Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping. **Scientometrics**, v. 84, n. 2, p. 523–538, 2009.

_____. Visualizing bibliometric networks. In: **Measuring Scholarly Impact**. [S.l.]: Springer International Publishing, 2014. p. 285–320.

EL-KHATTAM, W.; SIDHU, T. Restoration of directional overcurrent relay coordination in distributed generation systems utilizing fault current limiter. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 576–585, 2008.

_____. Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study. **IET Renewable Power Generation**, v. 3, n. 4, p. 415, 2009.

EL-NAILY, N.; SAAD, S. M.; HUSSEIN, T.; MOHAMED, F. A. A novel constraint and non-standard characteristics for optimal over-current relays coordination to enhance microgrid protection scheme. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology, v. 13, n. 6, p. 780–793, 2019.

FANI, B.; DADKHAH, M.; KARAMI-HORESTANI, A. Adaptive protection coordination scheme against the staircase fault current waveforms in PV-dominated distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 9, p. 2065–2071, 2018.

FARIA, I. M.; FURLAN, R. H.; MARTINS, P. E. T.; MENEZES, T. S.; OLESKOVICZ, M.; COURY, D. V. The proposition of a multiagent system for adaptive protection of a distribution system. In: **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. Niteroi, Brazil: IEEE, 2018.

FERREIRA, R. R.; COLORADO, P. J.; GRILO, A. P.; TEIXEIRA, J. C.; SANTOS, R. C. Method for identification of grid operating conditions for adaptive overcurrent protection during intentional islanding operation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 105, p. 632–641, 2019.

FERREIRA, R. R.; GRILO, A. P.; TEIXEIRA, J. C.; SANTOS, R. C. Method for adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed synchronous generators. In: **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. Denver, USA: IEEE, 2015.

FU, Q.; NASIRI, A.; SOLANKI, A.; BANI-AHMED, A.; WEBER, L.; BHAVARAJU, V. Microgrids: Architectures, controls, protection, and demonstration. **Electric Power Components and Systems**, v. 43, n. 12, p. 1453–1465, 2015.

FUNMILAYO, H. B.; BUTLER-PURRY, K. L. An approach to mitigate the impact of distributed generation on the overcurrent protection scheme for radial feeders. In: **2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. Seattle, USA: IEEE, 2009.

GADDE, P. H.; BRAHMA, S. M. Topology-agnostic, scalable, self-healing and cost-aware protection of microgrids. **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 1–1, 2022.

GARCIA, D. R.; POUDEL, B.; BIDRAM, A.; RENO, M. J. Substation-level circuit topology estimation using machine learning. In: **2022 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–6.

- GEORGE, S. P.; ASHOK, S. Multiagent based adaptive relaying for distribution network with distributed generation. In: **2015 International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth (ICEPE)**. Shillong, India: IEEE, 2015.
- GREEN, M. Community power. **Nature Energy**, v. 1, n. 3, p. 16014, 2016.
- GU, J.-C.; LIU, C.-H.; WANG, J.-M.; YANG, M.-T. Using IEC 61850 GOOSE messages in microgrid protection. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, jul 2019.
- HABIB, H. F.; LASHWAY, C. R.; MOHAMMED, O. A. A review of communication failure impacts on adaptive microgrid protection schemes and the use of energy storage as a contingency. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 2, p. 1194–1207, 2018.
- HADDADIAN, H.; NOROOZIAN, R. Optimal operation of active distribution systems based on microgrid structure. **Renewable Energy**, v. 104, p. 197–210, 2017.
- HATATA, A.; EBEID, A.; EL-SAADAWI, M. Optimal restoration of directional overcurrent protection coordination for meshed distribution system integrated with DGs based on FCLs and adaptive relays. **Electric Power Systems Research**, v. 205, p. 107738, 2022.
- HATATA, A. Y.; ESSA, M. A.; SEDHOM, B. E. Adaptive protection scheme for freedom microgrid based on convolutional neural network and gorilla troops optimization technique. **IEEE Access**, v. 10, p. 55583–55601, 2022.
- HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C. Microgrids. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 5, n. 4, p. 78–94, 2007.
- HATZIARGYRIOU, N. D.; JENKINS, N.; STRBAC, G.; LOPES, J. A. P.; RUELA, J.; ENGLER, A.; OYARZABAL, J.; KARINIOTAKIS, G.; AMORIM, A. Microgrids - large scale integration of microgeneration to low voltage grids. In: **CIGRE 2006**. [S.l.: s.n.], 2006.
- HE, L.; SHUAI, Z.; CHU, X.; HUANG, W.; FENG, Y.; SHEN, Z. J. Waveform difference feature-based protection scheme for islanded microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 12, n. 3, p. 1939–1952, 2021.
- HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 402–411, 2018.
- HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. Microgrid protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1332–1353, 2017.
- HOROWITZ, S.; PHADKE, A.; THORP, J. Adaptive transmission system relaying. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 4, p. 1436–1445, 1988.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. 3rd. ed. [S.l.]: Wiley, 2008. ISBN 978-0-470-05712-4.

- HOSSAIN, M. A.; POTA, H. R.; HOSSAIN, M. J.; BLAABJERG, F. Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 109, p. 160 – 186, 2019.
- HOSSEINI, S. A.; ABYANEH, H. A.; SADEGHI, S. H. H.; ESLAMI, R. Improving adaptive protection to reduce sensitivity to uncertainties which affect protection coordination of microgrids. **Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering**, v. 42, n. 1, p. 63–74, 2018.
- HOSSEINZADEH, M.; SALMASI, F. R. Islanding fault detection in microgrids — a survey. **Energies**, v. 13, n. 13, 2020.
- HUCHEL, L.; ZEINELDIN, H. H. Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering DG. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1642–1649, 2016.
- HUSSAIN, B.; SHARKH, S. M.; HUSSAIN, S.; ABUSARA, M. A. An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, p. 669–677, 2013.
- IEC. **Electrical relays – Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time**. 1989. IEC 60255–3.
- IEEE. **IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)**. 2001. IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986).
- _____. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies**. 2006. IEEE Std 421.5.
- _____. **Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies**. 2013.
- _____. **IEEE Guide for Power System Protective Relay Applications Over Digital Communication Channels**. 2013. IEEE Std C37.236-2013.
- _____. **IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. 2018. IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003).
- _____. **IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays (Revision of IEEE Std C37.112-1996)**. 2019. IEEE Std C37.112-2018.
- JAVADIAN, S. A. M.; HAGHIFAM, M.-R.; REZAEI, N. A fault location and protection scheme for distribution systems in presence of dg using MLP neural networks. In: **2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. Calgary, Canada: IEEE, 2009.
- JI, L.; CAO, Z.; HONG, Q.; CHANG, X.; FU, Y.; SHI, J.; MI, Y.; LI, Z. An improved inverse-time over-current protection method for a microgrid with optimized acceleration and coordination. **Energies**, v. 13, n. 21, 2020.
- KAR, S.; SAMANTARAY, S. R.; ZADEH, M. D. Data-mining model based intelligent differential microgrid protection scheme. **IEEE Systems Journal**, v. 11, n. 2, p. 1161–1169, 2017.

- KHEDERZADEH, M. Application of TCSC to restore directional overcurrent relay coordination in systems with distributed generation. In: **IET Conference Publications**. Prague, Czech Republic: IET, 2009.
- KILICKIRAN, H. C.; SENGOR, I.; AKDEMIR, H.; KEKEZOGLU, B.; ERDINC, O.; PATERAKIS, N. G. Power system protection with digital overcurrent relays: A review of non-standard characteristics. **Electric Power Systems Research**, v. 164, p. 89 – 102, 2018.
- KUMAR, D. S.; SRINIVASAN, D. A numerical protection strategy for medium-voltage distribution systems. In: **2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)**. Singapore: IEEE, 2018.
- LAAKSONEN, H.; ISHCENKO, D.; OUDALOV, A. Adaptive protection and microgrid control design for Hailuoto Island. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 3, p. 1486–1493, 2014.
- LACERDA, V. A.; MONARO, R. M.; CAMPOS-GAONA, D.; COURY, D. V.; ANAYALARA, O. Distance protection algorithm for multiterminal HVDC systems using the Hilbert-Huang transform. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 15, p. 3022–3032, 2020.
- LASSETER, R. MicroGrids. In: **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**. New York, USA: IEEE, 2002.
- LENHART, S.; ARAUJO, K. Microgrid decision-making by public power utilities in the united states: A critical assessment of adoption and technological profiles. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 139, p. 110692, 2021.
- LIN, H.; LIU, C.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C. Distance protection for microgrids in distribution system. In: **IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. Yokohama, Japan: IEEE, 2015.
- LIN, H.; SUN, K.; TAN, Z.-H.; LIU, C.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C. Adaptive protection combined with machine learning for microgrids. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 13, n. 6, p. 770–779, mar 2019.
- LIU, C.; CHEN, Z.; LIU, Z. A communication-less overcurrent protection for distribution system with distributed generation integrated. In: **2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)**. Aalborg, Denmark: IEEE, 2012.
- LIU, X.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z.; LIU, X.; CAO, Y.; TIAN, W. Protection scheme for loop-based microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 3, p. 1340–1349, 2017.
- LIU, Z.; SU, C.; HOIDALEN, H. K.; CHEN, Z. A multiagent system-based protection and control scheme for distribution system with distributed-generation integration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 536–545, 2017.
- LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. Defining control strategies for microgrids islanded operation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 916–924, May 2006.

- MA, J.; LI, J.; WANG, Z. An adaptive distance protection scheme for distribution system with distributed generation. In: **2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)**. Beijing, China: IEEE, 2010.
- MA, J.; MA, W.; WANG, X.; WANG, Z. A new adaptive voltage protection scheme for distribution network with distributed generations. **Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering**, v. 36, n. 4, p. 142–151, 2013.
- MA, J.; MI, C.; WANG, T.; WU, J.; WANG, Z. An adaptive protection scheme for distributed systems with distributed generation. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. Detroit, USA: IEEE, 2011.
- MA, Y.; CAO, W.; YANG, L.; WANG, F.; TOLBERT, L. M. Virtual synchronous generator control of full converter wind turbines with short-term energy storage. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 64, n. 11, p. 8821–8831, 2017.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.; BAK, C. L. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 3, p. 428–437, 2011.
- MANIGILLA, P. K. R.; SHARMA, N. K.; SAMANTARAY, S. R. Application of superconducting fault current limiter to cloud the presence of distributed generation. In: **2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**. Bangalore, India: IEEE, 2017.
- MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE. **PSCAD User's Guide**. 4.6.0. ed. Winnipeg, 2016.
- MARNAY, C.; CHATZIVASILEIADIS, S.; ABBEY, C.; IRAVANI, R.; JOOS, G.; LOMBARDI, P.; MANCARELLA, P.; APPEN, J. von. Microgrid evolution roadmap. In: **2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)**. Vienna, Austria: IEEE, 2015.
- MASCARENHAS, C.; FERREIRA, J. J.; MARQUES, C. University–industry cooperation: A systematic literature review and research agenda. **Science and Public Policy**, v. 45, n. 5, p. 708–718, 2018.
- MELIOPOULOS, A. Challenges in simulation and design of μ grids. In: **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**. New York, USA: IEEE, 2002.
- MENEZES, T. S. **Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos Utilizando Transformada S e Redes Neurais Artificiais com Máquina de Aprendizado Extremo**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.
- MOMESSO, A. E.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 108, p. 135–144, 2019.
- MONARO, R. M. **Lógica Fuzzy Aplicada na Melhoria da Proteção Digital de Geradores Síncronos**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2013.

- MUDA, H.; JENA, P. Sequence currents based adaptive protection approach for DNs with distributed energy resources. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 1, p. 154–165, 2017.
- _____. Superimposed adaptive sequence current based microgrid protection: A new technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 2, p. 757–767, 2017.
- NADUVATHUPARAMBIL, B.; VALENTI, M.; FELIACHI, A. Communication delays in wide area measurement systems. In: **Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory**. Huntsville, USA: IEEE, 2002.
- NAILY, N. E.; SAAD, S. M.; HUSSEIN, T.; MOHAMED, F. A. Minimizing the impact of distributed generation of a weak distribution network with an artificial intelligence technique. **Applied Solar Energy**, v. 53, n. 2, p. 109–122, 2017.
- NAILY, N. E.; SAAD, S. M.; HUSSEIN, T.; EL-ARROUDI, K.; MOHAMED, F. A. On-line adaptive protection scheme to overcome operational variability of DG in smart grid via fuzzy logic and genetic algorithm. In: **2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)**. Hammamet, Tunisia: IEEE, 2018.
- NAILY, N. E.; SAAD, S. M.; WAFI, J.; ELHAFFAR, A.; HUSSEINZADCH, N. Adaptive overcurrent protection to mitigate high penetration of distributed generation in weak distribution systems. In: **2017 9th IEEE-GCC Conference and Exhibition (GCCCE)**. Manama, Bahrain: IEEE, 2017.
- NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. de. An adaptive protection algorithm for distribution systems with distributed generation. In: **2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**. Montevideo, Uruguai: IEEE, 2015.
- _____. Proposition of an adaptive protection scheme for distribution systems with distributed generation. **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 5, p. 1439–1444, 2018.
- NASCIMENTO, L. L.; ROLIM, J. G. Multi-agent system for adaptive protection in microgrids. In: **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)**. Sao Paulo, Brazil: IEEE, 2013.
- NAVIGANT. 2019. Accessed on: Jul. 01, 2022. Disponível em: <<https://microgridknowledge.com/wp-content/uploads/2018/05/Global-Microgrids-Asmus.pdf>>.
- NEC. 2019. Accessed on: May 03, 2019. Disponível em: <https://www.neces.com/assets/12V35_datasheet_EN-7.pdf>.
- NORTON, M. J. **Introductory Concepts in Information Science**. [S.l.]: Information Today, Inc., 2010.
- OJAGHI, M.; MOHAMMADI, V. Use of clustering to reduce the number of different setting groups for adaptive coordination of overcurrent relays. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 3, p. 1204–1212, 2018.

- PAPASPILIOTOPOULOS, V. A.; KORRES, G. N.; HATZIARGYRIOU, N. D. Protection coordination in modern distribution grids integrating optimization techniques with adaptive relay setting. In: **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. Eindhoven, Netherlands: IEEE, 2015.
- PAPASPILIOTOPOULOS, V. A.; KORRES, G. N.; KLEFTAKIS, V. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 393–400, 2017.
- PARK, J. Y.; NAGY, Z. Comprehensive analysis of the relationship between thermal comfort and building control research - a data-driven literature review. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 2664–2679, 2018.
- PHADKE, A. G.; POLITIS, A.; THORP, J. S. Improved protection and control of power systems with digital computers. In: **International Conference on Large High Voltage Electric Systems**. [S.l.: s.n.], 1986.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Computer Relaying for Power Systems**. 2nd. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2009. ISBN 978-0-470-05713-1.
- PIESCIOROVSKY, E. C.; SCHULZ, N. N. Comparison of non-real-time and real-time simulators with relays in-the-loop for adaptive overcurrent protection. **Electric Power Systems Research**, v. 143, p. 657–668, 2017.
- _____. Comparison of programmable logic and setting group methods for adaptive overcurrent protection in microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 151, p. 273–282, 2017.
- PURWAR, E.; CHOUDHARY, M. M. Novel adaptive algorithm for optimal relay setting with improved coordination. In: **2014 Students Conference on Engineering and Systems**. Allahabad, India: IEEE, 2014.
- REILLY, J.; VENKATA, S. S. M. Microgrid protection: Its complexities and requirements [guest editorial]. **IEEE Power Energy Mag.**, v. 19, n. 3, p. 14–19, 2021.
- REZAEI, N.; HAGHIFAM, M.-R. Protection scheme for a distribution system with distributed generation using neural networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 30, n. 4, p. 235–241, 2008.
- ROMANKIEWICZ, J.; MARNAY, C.; ZHOU, N.; QU, M. Lessons from international experience for China’s microgrid demonstration program. **Energy Policy**, v. 67, p. 198–208, 2014.
- SALEH, K. A.; ZEINELDIN, H. H.; AL-HINAI, A.; EL-SAADANY, E. F. Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time–current–voltage characteristic. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 537–544, 2015.
- SAMPAIO, F. C.; LEAO, R. P.; SAMPAIO, R. F.; MELO, L. S.; BARROSO, G. C. A multi-agent-based integrated self-healing and adaptive protection system for power distribution systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 188, p. 106525, 2020.

- SAMUEL, A.; SHET, V. N. Adaptive relay settings for distribution network with distributed generation (DG) using sugeno fuzzy inference. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 43–59, 2021.
- SCOPUS. 2019. Accessed on: Nov. 14, 2018. Disponível em: <<https://www.scopus.com/>>.
- SEPEHRZAD, R.; MAHMOODI, A.; GHALEBI, S. Y.; MORIDI, A. R.; SEIFI, A. R. Intelligent hierarchical energy and power management to control the voltage and frequency of micro-grids based on power uncertainties and communication latency. **Electric Power Systems Research**, v. 202, p. 107567, 2022.
- SHACHTER, K. W. **TMS320F2837xD Microcontroller Workshop - Workshop Guide and Lab Manual. Revision 2. 2018.** [S.l.], 2018. Disponível em <http://software-dl.ti.com/trainingTTO/trainingTTO_public_sw/c28x28379/F2837xD_Microcontroller_MDW_2-0.pdf>.
- SHEN, S.; LIN, D.; WANG, H.; HU, P.; JIANG, K.; LIN, D.; HE, B. An adaptive protection scheme for distribution systems with DGs based on optimized thevenin equivalent parameters estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 411–419, 2017.
- SHIH, M. Y.; CONDE, A.; LEONOWICZ, Z.; MARTIRANO, L. An adaptive overcurrent coordination scheme to improve relay sensitivity and overcome drawbacks due to distributed generation in smart grids. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 6, p. 5217–5228, 2017.
- SHIH, M. Y.; SALAZAR, C. A. C.; ENRÍQUEZ, A. C. Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimisation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 14, p. 2040–2049, 2015.
- SHUKLA, V.; MOHAPATRA, A.; SINGH, S. On adaptive fault current limiter in distribution systems with distributed generations. In: **2017 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp)**. Cochin, India: IEEE, 2017.
- SINGH, M.; BASAK, P. Adaptive protection methodology in microgrid for fault location and nature detection using q_0 components of fault current. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 13, n. 6, p. 760–769, 2019.
- SINGH, M.; VISHNUVARDHAN, T.; SRIVANI, S. Adaptive protection coordination scheme for power networks under penetration of distributed energy resources. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 15, p. 3919–3929, 2016.
- SINGH, M. K.; REDDY, P. N. A fast adaptive protection scheme for distributed generation connected networks with necessary relay coordination. In: **2013 Students Conference on Engineering and Systems (SCES)**. Allahabad, India: IEEE, 2013.
- SITHARTHAN, R.; GEETHANJALI, M.; PANDY, T. K. S. Adaptive protection scheme for smart microgrid with electronically coupled distributed generations. **Alexandria Engineering Journal**, v. 55, n. 3, p. 2539–2550, 2016.
- SOLEIMANISARDOO, A.; KAREGAR, H. K.; ZEINELDIN, H. H. Differential frequency protection scheme based on off-nominal frequency injections for inverter-based islanded microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–1, 2018.

- SWATHIKA, O. V. G.; HEMAMALINI, S. Prims-aided dijkstra algorithm for adaptive protection in microgrids. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 4, n. 4, p. 1279–1286, 2016.
- TANG, W.-J.; YANG, H.-T. Self-adaptive protection strategies for distribution system with DGs and FCLs based on data mining and neural network. In: **2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)**. Milan, Italy: IEEE, 2017.
- TEXAS INSTRUMENTS. **TMS320F2837xD Dual-Core Microcontrollers Datasheet (Rev. M)**. [S.l.], 2020. Disponível em <<http://ti.com/lit/pdf/SPRS880M>>.
- TON, D. T.; SMITH, M. A. The U.S. department of energy’s microgrid initiative. **The Electricity Journal**, v. 25, n. 8, p. 84–94, 2012.
- TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A.; DEKKICHE, A.-I. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In: **2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference**. Clemson, USA: IEEE, 2007.
- TRONDOLI, L.; LOPES, G.; VIEIRA, J. Configurable stochastic model for high impedance faults simulations in electrical distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 205, p. 107686, 2022.
- TSIMTSIOS, A. M.; KORRES, G. N.; NIKOLAIDIS, V. C. A pilot-based distance protection scheme for meshed distribution systems with distributed generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 105, p. 454–469, 2019.
- USTUN, T. S.; KHAN, R. H. Multiterminal hybrid protection of microgrids over wireless communications network. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 5, p. 2493–2500, 2015.
- USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. Recent developments in microgrids and example cases around the world—a review. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 8, p. 4030–4041, 2011.
- UTHITSUNTHORN, D.; KULWORAWANICHPONG, T. Distance protection of a renewable energy plant in electric power distribution systems. In: **2010 International Conference on Power System Technology**. Hangzhou, China: IEEE, 2010.
- VIAWAN, F.; KARLSSON, D.; SANNINO, A.; DAALDER, J. Protection scheme for meshed distribution systems with high penetration of distributed generation. In: **2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources**. Clemson, USA: IEEE, 2006.
- VOSVIEWER. [S.l.], 2018. Acesso em 03 de setembro de 2018. Disponível em: <<http://www.vosviewer.com/>>.
- WONG, J.; TAN, C.; BAKAR, A. H. A.; CHE, H. S. Selectivity problem in adaptive overcurrent protection for microgrid with inverter-based distributed generators (IBDG): Theoretical investigation and HIL verification. **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 1–1, 2022.

- WOS. 2019. Accessed on: Jul. 12, 2019. Disponível em: <<https://www.webofknowledge.com/>>.
- YANG, Y.; BREMNER, S.; MENICTAS, C.; KAY, M. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 109 – 125, 2018.
- YAZDANPANAHI, H.; XU, W.; LI, Y. W. A novel fault current control scheme to reduce synchronous DGs impact on protection coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 2, p. 542–551, 2014.
- YU, D.; WANG, W.; ZHANG, W.; ZHANG, S. A bibliometric analysis of research on multiple criteria decision making. **Current Science**, v. 114, n. 04, p. 747, 2018.
- ZANJANI, M. G. M.; MAZLUMI, K.; KAMWA, I. Application of μ PMUs for adaptive protection of overcurrent relays in microgrids. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 18, p. 4061–4068, 2018.
- ZAYANDEHROODI, H.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H.; FARHOODNEA, M. A novel neural network and backtracking based protection coordination scheme for distribution system with distributed generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 868–879, 2012.
- ZULUAGA, S. D. S.; LEZAMA, J. M. L.; GALEANO, N. M. Optimal coordination of overcurrent relays in microgrids considering a non-standard characteristic. **Energies**, v. 13, n. 4, 2020.
- _____. Optimal coordination of over-current relays in microgrids using unsupervised learning techniques. **Applied Sciences**, v. 11, n. 3, 2021.

ANÁLISES BIBLIOMÉTRICAS: CONCEITOS, METODOLOGIA E PRINCIPAIS RESULTADOS

Este apêndice apresenta os resultados das análises bibliométricas realizadas nesta pesquisa, os quais foram publicados em Barra *et al.* (2020).

A.1 Conceitos sobre análises bibliométricas

A bibliometria é definida por Norton (2010) como uma espécie de medição voltada para textos e informação. Historicamente, os métodos bibliométricos vêm sendo utilizados para rastrear as citações dos periódicos acadêmicos, bem como avaliar, de modo quantitativo, a qualidade e relevância da pesquisa executada pelos pesquisadores. De modo adicional, esses métodos também podem ser usados para entender o passado e potencialmente prever tendências em um certo nicho de pesquisa. De acordo com Daim *et al.* (2006):

A análise bibliométrica ajuda a explorar, organizar e analisar uma grande quantidade de dados históricos, ajudando pesquisadores a identificar “padrões ocultos” que podem ajudá-los em um processo de tomada de decisão. Algumas ferramentas comuns têm sido usadas na bibliometria, tais como análises de autores, afiliações, mapas, *clusters*, citação e cocitação (DAIM *et al.*, 2006, p. 983, tradução nossa).

Dessa forma, observa-se que a análise bibliométrica possibilita identificar, dada uma determinada área, os principais autores, os periódicos que possuem uma maior quantidade de artigos, as instituições que mais produzem artigos, as palavras-chave mais utilizadas e os autores mais citados, por exemplo. Diante dessa possibilidade sistemática para a revisão da literatura, vários trabalhos têm utilizado da análise bibliométrica, como em Mascarenhas *et al.* (2018), Yu *et al.* (2018), Park e Nagy (2018) e muitos outros que, em grande parte, estão relacionados com as ciências médicas. Não obstante, verifica-se uma certa escassez de trabalhos correlatos aos sistemas elétricos de potência, principalmente,

relacionados com proteção de sistemas elétricos, que utilizam essa ferramenta. Diante desse fato, acredita-se que o presente trabalho também contribui no sentido de encorajar/motivar futuros pesquisadores a incluir em suas pesquisas algum tipo de análise bibliométrica, objetivando o enriquecimento das mesmas. Nesta pesquisa, a investigação bibliométrica realizada com o intuito de entender de modo mais detalhado o tópico de pesquisa em questão resultou na publicação de um artigo que vem sendo considerado como relevante na área, devido ao seu alto número de citações (BARRA *et al.*, 2020).

O mapeamento bibliométrico é um importante tópico de pesquisa, no contexto da bibliometria (BORNER *et al.*, 2005; ECK; WALTMAN, 2009). Os aspectos associados com este mapeamento estão relacionados com a construção e com a representação gráfica desses mapas ou redes bibliométricas. De acordo com Eck e Waltman (2014), as redes bibliométricas consistem de nós e ligações. Os nós, a depender do tipo da rede, podem representar publicações, periódicos, pesquisadores, países ou palavras-chave. As ligações indicam a relação entre dois pares de nós. Os tipos de redes mais utilizadas estão relacionadas com citações, autores e utilização de palavras-chave. Vale destacar ainda que as ligações das redes usualmente possuem pesos, indicando além da relação entre dois nós, a intensidade desta ligação.

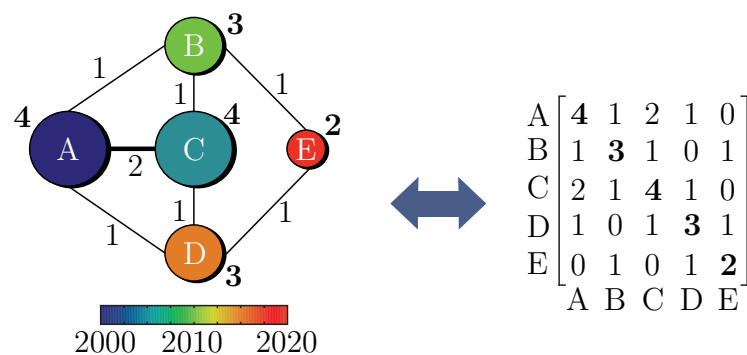
Na presente pesquisa, três das principais redes utilizadas em análises bibliométricas são consideradas, quais sejam: redes de palavras-chave, autores e países. Por meio da Figura 81, esses tipos de redes são exemplificadas na sequência:

- Rede de palavras-chave: Seja o exemplo da Figura 81 uma rede de palavras-chave. Nesse caso, tem-se cinco palavras-chave, denominadas A, B, C, D e E. O tamanho dos círculos é proporcional à quantidade de vezes que a palavra-chave foi utilizada nos artigos contidos na base de dados. Na matriz ilustrada, essas quantidades estão contidas na diagonal principal. Sendo uma rede de palavras-chave, neste trabalho, o peso dado para as linhas que ligam os nós (palavras-chave) é proporcional à quantidade de vezes que as palavras-chave foram utilizadas conjuntamente. Adicionalmente, a cor do círculo de uma palavra-chave representa o ano médio de publicação dos artigos que a utilizaram. Por exemplo, a palavra-chave A foi utilizada quatro vezes pelos artigos contidos da base de dados hipotética, sendo usada uma vez em conjunto com a palavra-chave B, duas vezes com a palavra-chave C e uma vez com a palavra-chave D. Por fim, tem-se que a média dos anos das publicações dos quatro artigos que usaram a palavra-chave A é 2000.
- Rede de autores: Seja o exemplo da Figura 81 uma rede de autores. Tem-se, portanto, os autores A, B, C, D e E. O tamanho dos círculos, neste caso, é proporcional à quantidade de publicações desses autores. O peso das linhas entre os nós é proporcional à quantidade de vezes em que os autores citam uns aos outros. A cor de um determinado círculo representa o ano médio de publicação dos artigos de um dado

autor. Tomando-se como exemplo o autor C, tem-se que o mesmo possui quatro publicações, e citou ou foi citado uma vez pelo autor B, duas vezes pelo autor A e uma vez pelo autor D. Por fim, a média dos anos das publicações dos quatro artigos desse autor é 2010.

- Rede de países: Nesse caso, tem-se uma analogia à rede de autores. Tomando-se como exemplo o país E, tem-se que o mesmo é origem de quatro publicações e citou ou foi citado uma vez pelo país B e uma vez pelo país D. A média dos anos das publicações desses dois artigos originados no país A resulta em 2020.

Figura 81 – Rede bibliométrica genérica para exemplo.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 81 uma matriz foi apresentada contendo os valores utilizados para a construção das redes. No entanto, essa representação foi utilizada no sentido de exemplificar didaticamente o conteúdo das redes bibliométricas. A representação por meio de matrizes não é usual, tendo em vista que as redes possuem uma quantidade elevada de nós. Destaca-se ainda que também não é usual a representação, nas figuras, dos valores dados aos nós e aos pesos das linhas nas redes, tendo em vista que essa prática dificulta a visualização clara das informações de redes mais complexas. Na próxima subseção, detalhes adicionais acerca da metodologia utilizada para a construção das redes bibliométricas são discutidos.

Por fim, vale observar que as redes bibliométricas apresentam um potencial promissor na geração de uma análise baseada em dados de diferentes atividades de pesquisa ao longo de diferentes áreas de pesquisa. Torna-se ainda possível a obtenção de diversas evidências baseadas em dados, comparações e visualizações dos impactos das pesquisas existentes. Na rede de palavras-chave, por exemplo, a evolução da pesquisa associada à proteção adaptativa até a presente data pode ser visualizada, sendo possível vislumbrar e projetar possíveis direções futuras. Nas redes de autores e países, os principais contribuintes à área de proteção adaptativa, e os países de destaque na área considerando a quantidade de publicações e citações, podem ser visualizados. Destaca-se que esse tipo de informação pode ser de grande utilidade aos pesquisados, possibilitando a melhoria de colaborações e a busca de possíveis parcerias com diferentes autores, redes de pesquisadores, e países.

A.2 Metodologia empregada para a análise bibliométrica

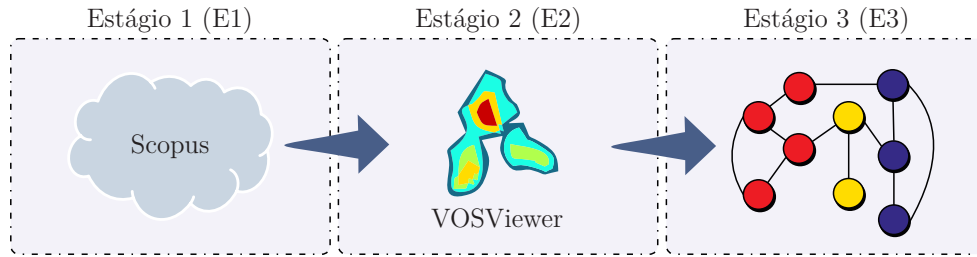
A metodologia empregada para a análise bibliométrica realizada nesta pesquisa, sobremaneira para a obtenção das redes bibliométricas, é resumida na Figura 82a. Em um primeiro momento, tem-se o Estágio 1 (E1) que diz respeito à obtenção e tratamento da base de dados que contém informações detalhadas acerca dos artigos de interesse. A partir disso, o Estágio 2 (E2) diz respeito à importação e refinamento dessa base de dados em um *software*, enquanto que o Estágio 3 (E3) está relacionado com a obtenção, visualização gráfica e análise das redes decorrentes. De forma mais detalhada, a Figura 82b esquematiza os estágios da metodologia empregada, os quais são discutidos na sequência.

O primeiro passo da análise bibliométrica realizada está associado à identificação do campo de estudo e o período de tempo pretendido. Neste trabalho, o campo de estudo é a proteção adaptativa, propriamente dita, sendo que os critérios de busca serão discutidos com mais detalhes no terceiro passo. O período de tempo não foi restringido, isto é, o início das buscas coincide com o primeiro aparecimento de algum trabalho correlato (1986).

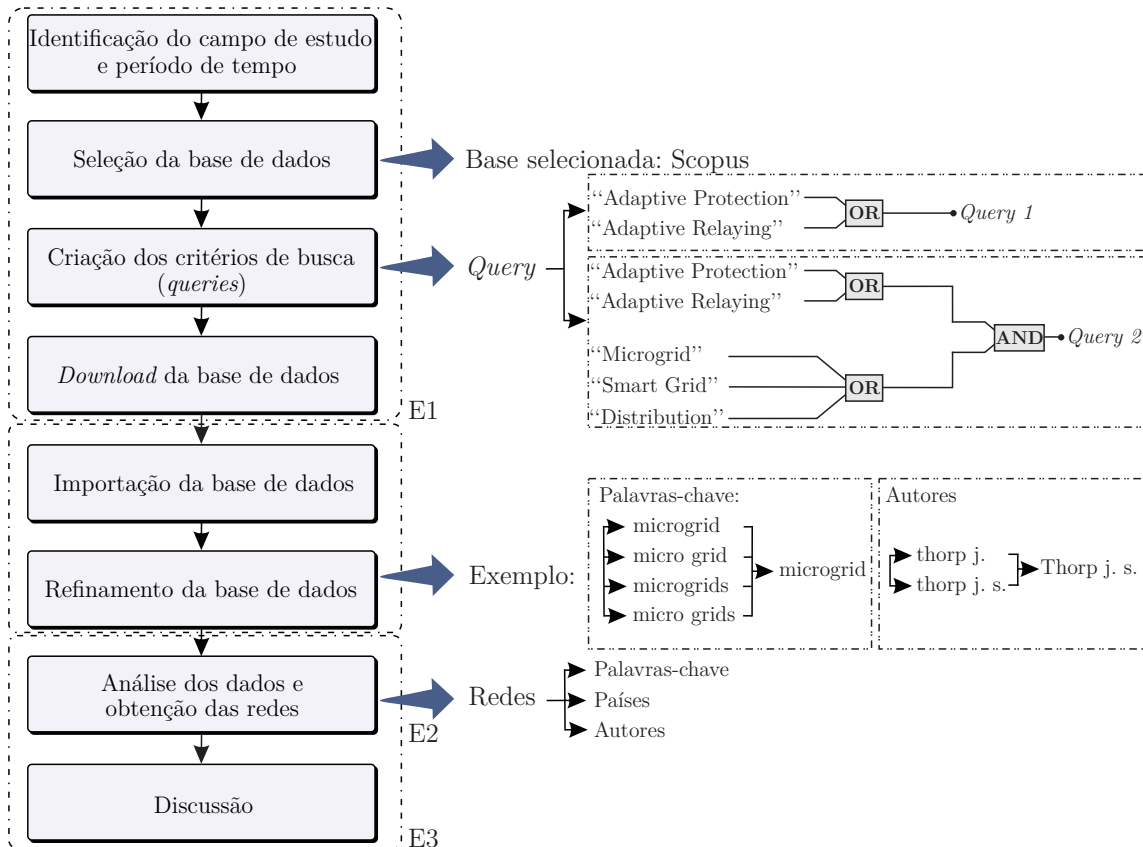
No segundo passo, deve-se escolher uma base de dados para as buscas. As duas bases de dados mais conhecidas e amplamente utilizadas para estudos bibliométricos são a Elsevier Scopus (chamada neste trabalho de Scopus) (SCOPUS, 2019) e Clarivate Analytics Web of Science (WOS, 2019) (chamada neste trabalho de WoS). Escolheu-se para este trabalho a base de dados da Scopus, que abrange mais de 70 milhões de itens e cobre mais de 21.950 periódicos (SCOPUS, 2019). Na área de interesse deste trabalho, a Scopus abrange os mais importantes periódicos, como os indexados pela Elsevier (Electric Power Systems Research [5-Year Impact Factor: 3,789], International Journal of Electrical Power & Energy Systems [5-Year Impact Factor: 5,416], Renewable & Sustainable Energy Reviews [5-Year Impact Factor: 17,551], entre outros), os indexados pela IEEE (IEEE Transactions on Power Delivery [5-Year Impact Factor: 5,169], IEEE Transactions on Smart Grid [5-Year Impact Factor: 10,790] e IET Generation, Transmission & Distribution [5-Year Impact Factor: 3,198], entre outros), bem como outros periódicos importantes e conferências relevantes.

O terceiro passo diz respeito à criação dos critérios de busca, isto é, a montagem da *query* de interesse. Na Figura 82b, ilustra-se a criação de 2 *queries* de interesse, denominadas de *Query #1* e *Query #2*, cujas sintaxes e restrições são descritas na sequência. Salienta-se que para ambas, restringe-se as buscas em artigos de periódicos (AR), artigos de conferências (CP), artigos de revisão (RE) e artigos de revisão em conferências (CR). As *queries* descritas buscam semelhanças em um espaço de busca limitado às palavras-chave (KEY), títulos (TIT) e resumos (ABS) dos artigos. Por fim, vale destacar que após a obtenção dos resultados, um expurgo (!INT) é realizado das publicações que não são de interesse, isto é, publicações que respeitam as restrições impostas mas que não pertencem à área de interesse. Após a realização desses processos, o *download* da base de dados é realizado para análise.

Figura 82 – Metodologia empregada para a análise bibliométrica realizada.



(a) Metodologia geral para a análise bibliométrica



(b) Detalhamento dos estágios da metodologia empregada

Fonte: Elaborada pelo autor.

$$Query \#1 = (adaptive\ protection\ OR\ adaptive\ relaying)$$

$$Query \#2 = (\{adaptive\ protection\ OR\ adaptive\ relaying\} AND \{microgrid\ OR\ smart\ grid\ OR\ distribution\})$$

$$s.a. : \left\{ \begin{array}{l} \text{Tipo do Documento: AR, CP, RE, CR} \\ \text{Espaço de Busca: TITLE, ABS, KEY} \\ \text{Expurgos: !INT} \end{array} \right.$$

Conforme discutido no capítulo anterior, os conceitos da proteção adaptativa são aplica-

dos para a proteção de linhas de transmissão, transformadores e SDs/MRs. Dessa forma, o objetivo das buscas relacionadas à *Query 1* é, justamente, ter uma visão macroscópica de todos os trabalhos realizados. Posteriormente, refina-se o escopo de aplicação da proteção adaptativa, onde somente as aplicações sob o contexto da distribuição são colocados em pauta, por meio da *Query 2*. De forma complementar ao presente capítulo, que apresenta uma análise bibliométrica do tema ora posto, o Capítulo 4 apresenta uma revisão dos principais trabalhos advindos da *Query 2*.

Na etapa de construção e visualização das redes bibliométricas, vários *softwares* podem ser utilizados, tais como VOSviewer, CitNetExplorer, Pajek, Gephi, entre outros. Dentre esses *softwares*, o presente trabalho emprega o VOSviewer (VOSVIEWER, 2018), que é uma ferramenta gratuita e de fácil utilização. Portanto, no VOSviewer realiza-se o escaneamento da base de dados e a partir disso, o refinamento da base. Esse refinamento está relacionado com a remoção de ambiguidade de nomes de autores e palavras-chave, conforme exemplificado na Figura 82b. Por fim, a obtenção das redes bibliométricas já descritas é realizada e as análises decorrentes podem ser feitas. Nas próximas subseções, os resultados e discussões decorrentes da análise bibliométrica são colocados em pauta.

A.2.1 Resultados para a Query #1

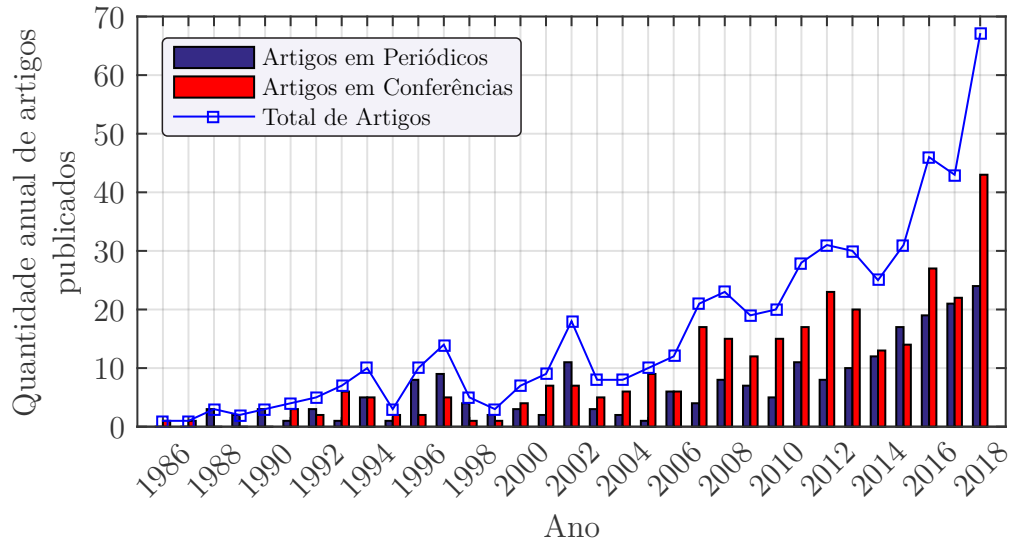
Nesta subseção, apresentam-se os resultados decorrentes da *Query 1*, ou seja, uma visão geral acerca das publicações relacionadas com a proteção adaptativa.

A partir da definição da *query* e suas restrições, bem como da consequente obtenção da base de dados, torna-se possível o levantamento da evolução quantitativa das publicações. A Figura 83a apresenta a evolução do quantitativo anual de artigos publicados com citação dos termos “*adaptive protection*” ou “*adaptive relaying*” em seu título, nas palavras-chave ou no resumo (conforme definido pela *Query 1*). A Figura 83b apresenta a evolução da quantidade acumulada anual desses artigos.

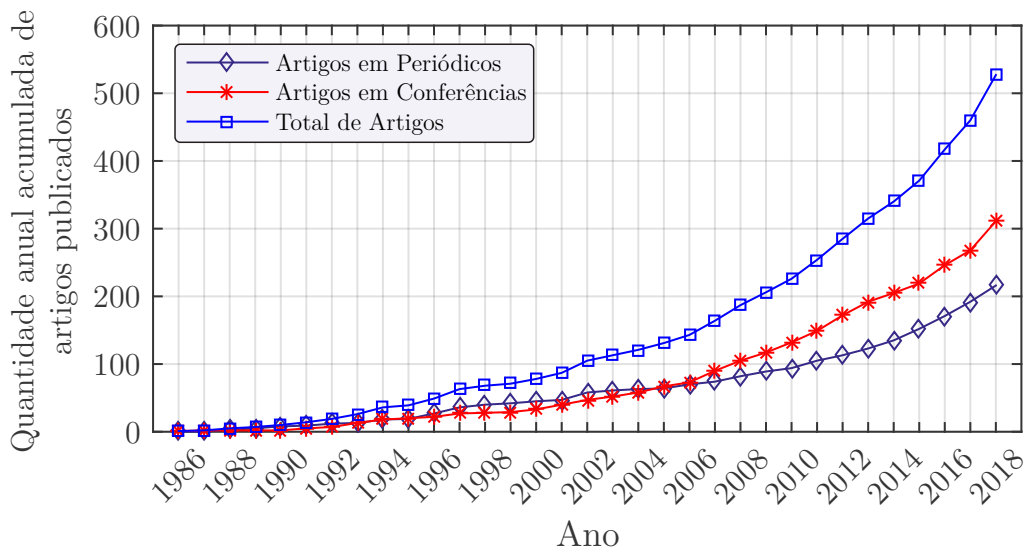
Fica evidente, por meio da Figura 83, que trata-se nesta pesquisa de um assunto atual, com aumento expressivo em sua difusão, em termos de publicações, a partir do ano de 2007. Por outro lado, verifica-se ainda que 2018 foi o ano em que houve o maior número de publicações relacionadas à temática, o que evidencia a atual existência de lacunas e a necessidade de mais estudos no âmbito da proteção adaptativa.

Diante da diversidade de possibilidades para aplicação da proteção adaptativa, apresenta-se a Figura 84, onde vislumbra-se uma rede com as palavras-chave mais utilizadas nos artigos pertencentes ao banco de dados da *Query 1*. Conforme já discutido, essa figura é construída via o *software* VOSviewer (VOSVIEWER, 2018), a partir da base de dados previamente obtida por meio da plataforma da Scopus (SCOPUS, 2019).

Figura 83 – Artigos publicados com os termos “*adaptive protection*” ou “*adaptive relaying*” em seus títulos, palavras-chave ou resumos.



(a) Quantidade anual de publicações



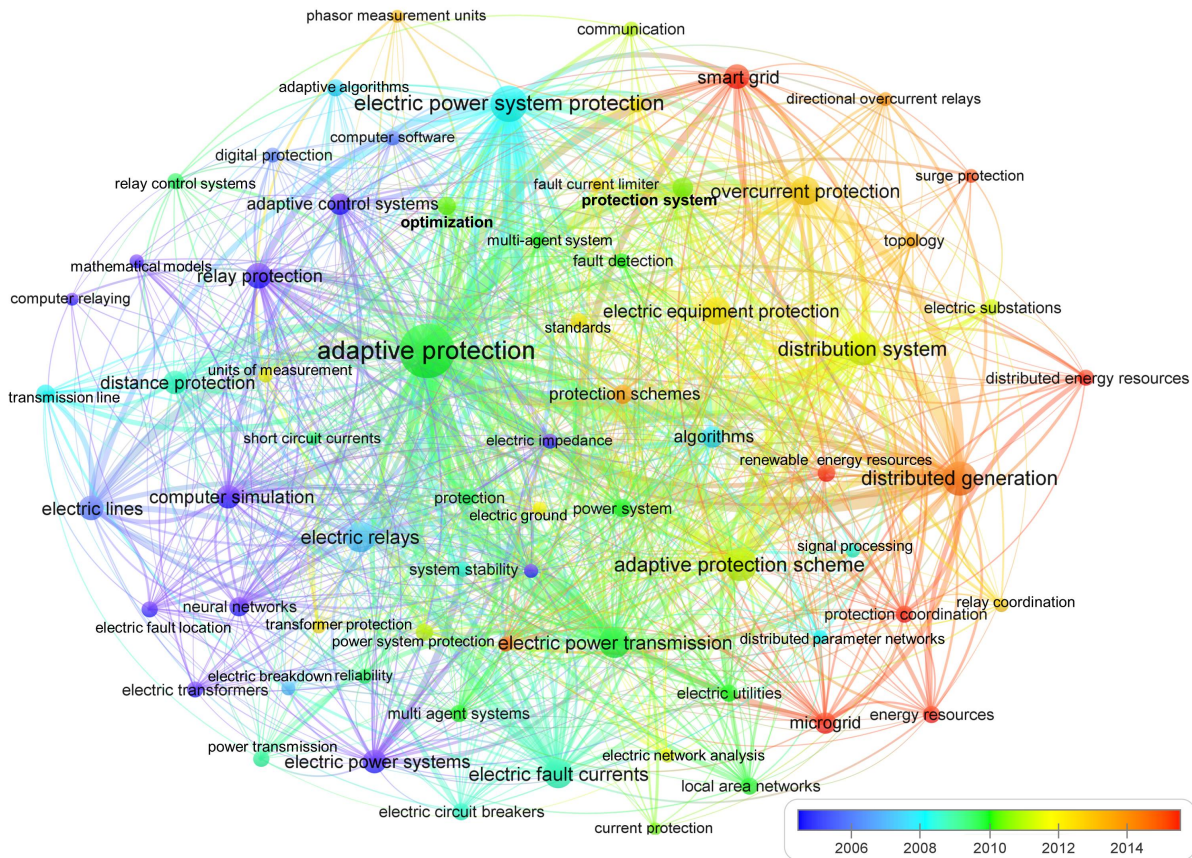
(b) Quantidade anual acumulada de publicações

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 84, quanto maior o diâmetro dos círculos de uma determinada palavra-chave, mais vezes essa palavra-chave foi utilizada pelos autores em seus artigos. Em contrapartida, quanto mais espessa a linha de interligação entre duas palavras-chave, mais vezes elas foram utilizadas em conjunto. O critério para a inclusão de uma palavra-chave nessa rede é que a mesma seja utilizada em pelo menos 20 artigos, observando as restrições já discutidas. Um outro aspecto interessante observado na Figura 84 é que desde 2014, artigos sobre proteção adaptativa, relacionados com tópicos como MRs, GDs, redes inteligentes, entre outros, têm ganhado uma projeção considerável.

Apresenta-se também a Figura 85, que mostra uma rede com os principais autores na área de proteção adaptativa. Para a inclusão de um autor nessa rede, o mesmo deve

Figura 84 – Rede de palavras-chave utilizadas pelos autores e sua utilização ao decorrer do tempo, relacionada à *Query 1*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

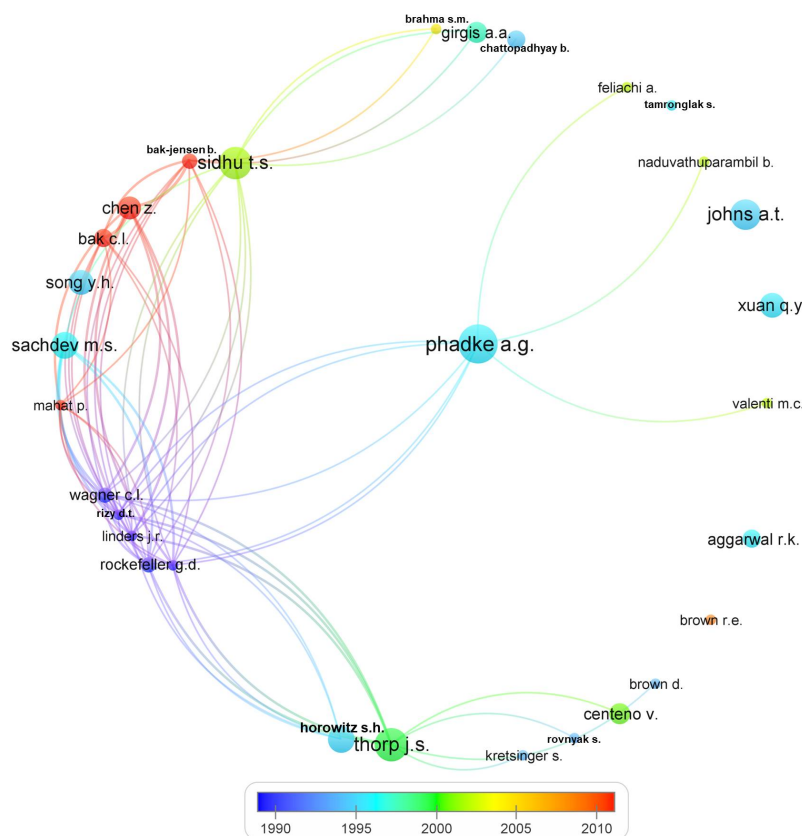
possuir pelo menos 120 citações acumuladas em seus artigos relacionados com proteção adaptativa, observando as condições e restrições já estabelecidas. Nesse caso, a espessura das linhas é proporcional ao número de vezes em que dois autores se citam. O diâmetro dos círculos é proporcional ao número de publicações e a sua cor representa o ano médio de publicação dos artigos correlatos à proteção adaptativa de um determinado autor.

A Figura 86, por sua vez, diz respeito à rede de países de origem das pesquisas. Nessa figura, o diâmetro dos círculos é proporcional ao número de publicações de um determinado país e as cores representam o ano médio de publicação dos artigos de um determinado país. Para que um país seja incluído nesta rede, o mesmo deve ter pelo menos 20 citações acumuladas em seus artigos. Verifica-se que, em relação ao número de publicações, países como China, Estados Unidos, Índia e Canadá são referência no tema sob investigação.

Vale salientar a importância dessas redes bibliométricas, pois elas possuem o potencial de gerar uma visão baseada em dados das atividades de pesquisa científica em diferentes áreas de pesquisa, sendo capazes de apresentar representações, comparações e visualizações baseadas em evidências dos resultados de pesquisa. Na rede de palavras-chave, por exemplo, pode-se notar a evolução das pesquisas relacionadas com a proteção adaptativa até essa

data e ter uma ideia acerca dos caminhos futuros. Na rede de autores e de países, pode-se observar quais são os principais colaboradores na área da proteção adaptativa e quais são os principais países em termos da quantidade de publicações. Esse tipo de informação, além de proporcionar uma visão sistêmica sobre a área, pode ajudar os pesquisadores da área a melhorarem sua colaboração global e buscar parcerias com autores e países em destaque.

Figura 85 – Rede de autores obtida para a *Query 1*.



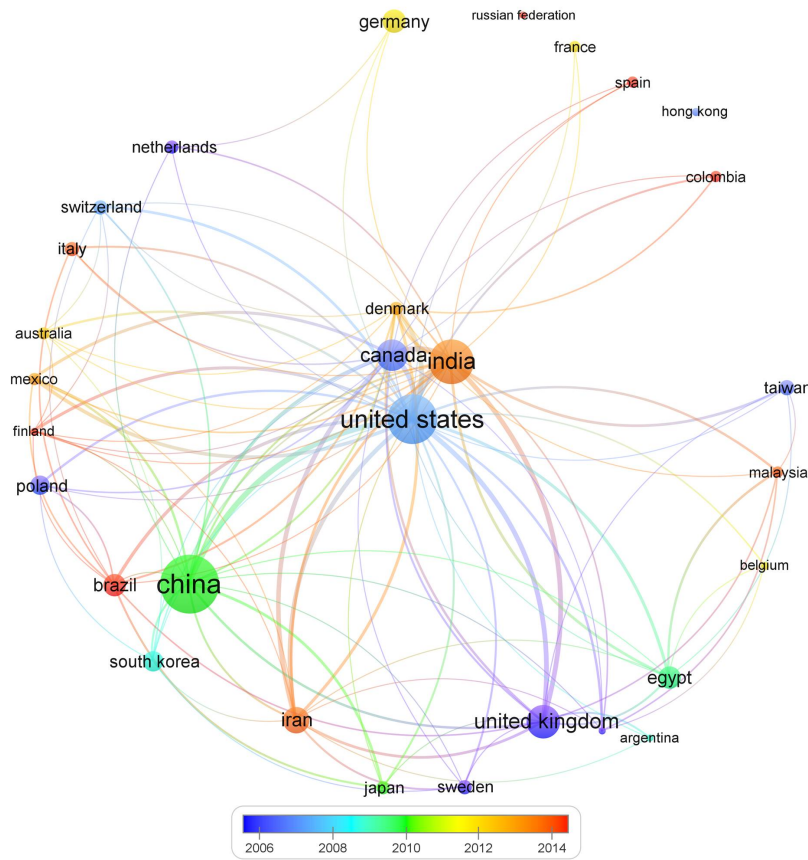
Fonte: Elaborada pelo autor.

A.2.2 Resultados para a Query #2

Conforme descrito anteriormente, a *Query 2* diz respeito às publicações relacionadas com a proteção adaptativa e restritas ao contexto dosSDs, MRs ou redes elétricas inteligentes. Nesta subseção, os resultados decorrentes dessa *query* são devidamente apresentados.

A Figura 87a apresenta o quantitativo anual de artigos publicados com citação dos termos “*adaptive protection*” ou “*adaptive relaying*” e associados com os termos “*distribution*” ou “*microgrid*” ou “*smart grid*”, conforme definido para a *Query 2*. Já a Figura 87b apresenta a evolução da quantidade acumulada anual desses artigos, sob esse mesmo contexto.

Por meio da Figura 87, verifica-se um aumento na quantidade de publicações de forma mais expressiva no ano de 2010. Adicionalmente, no ano de 2015 observa-se um aumento

Figura 86 – Rede de países obtida para a *Query 1*.

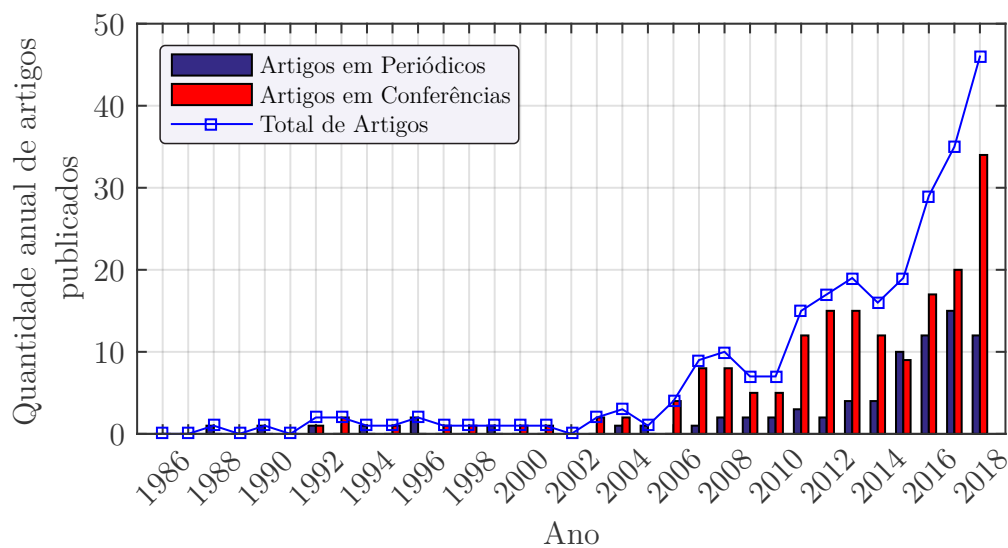
Fonte: Elaborada pelo autor.

expressivo em relação ao ano anterior no que tange à quantidade de artigos publicados em periódicos. Por fim, verifica-se que a maior quantidade de publicações também deu-se no ano de 2018, o último ano inteiro avaliado.

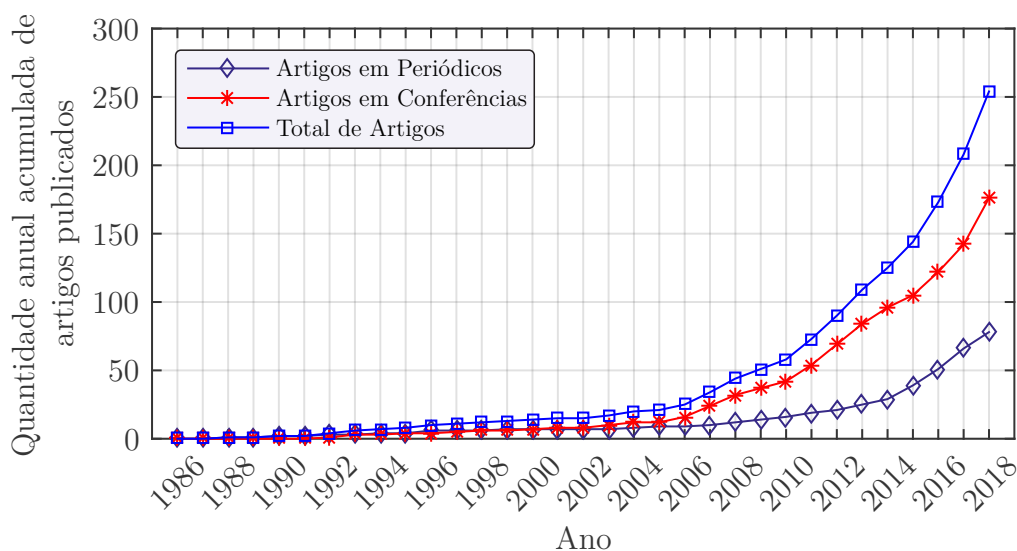
Já a Figura 88 traz a rede de palavras-chave relacionada à *Query 2*. Da mesma forma que a rede de palavras-chave relacionada à *Query 1*, nesta rede, quanto maior o diâmetro dos círculos de uma determinada palavra, mais vezes essa palavra foi utilizada pelos autores nos títulos, palavras-chave ou resumo. A espessura das linhas está relacionada com a utilização das palavras de forma conjunta e a cor dos círculos indica o ano médio de utilização das palavras. O critério para inclusão de palavras-chave na rede mantém-se o mesmo, isto é, uma palavra-chave é incluída caso seja utilizada em pelo menos 20 artigos, observando as condições e critérios estabelecidos.

A Figura 89 apresenta os principais autores na temática da proteção adaptativa sob esse novo contexto. Diferentemente da rede de autores anteriormente apresentada, para a inclusão de um autor nessa nova rede, o mesmo deve possuir pelo menos 50 citações acumuladas em seus artigos, tendo em observância as novas condições previamente estabelecidas. A espessura das linhas é proporcional ao número de vezes em que dois autores se citam. O diâmetro dos círculos é proporcional ao número de publicações e a sua cor

Figura 87 – Artigos publicados com os termos “*adaptive protection*” ou “*adaptive relaying*” e “*distribution*” ou “*microgrid*” ou “*smart grid*” em seus títulos, palavras-chave ou resumos.



(a) Quantidade anual de publicações



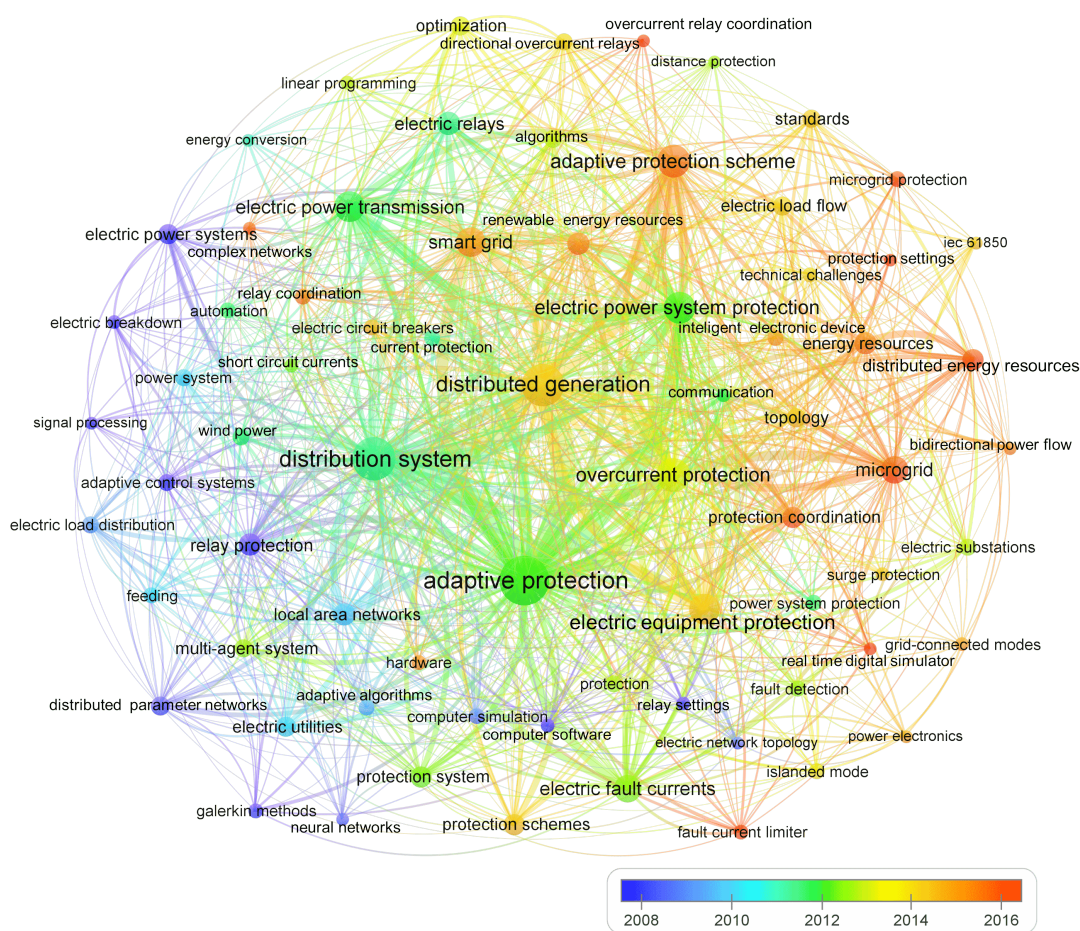
(b) Quantidade anual acumulada de publicações

Fonte: Elaborada pelo autor.

representa o ano médio de publicações dos artigos correlatos de um determinado autor.

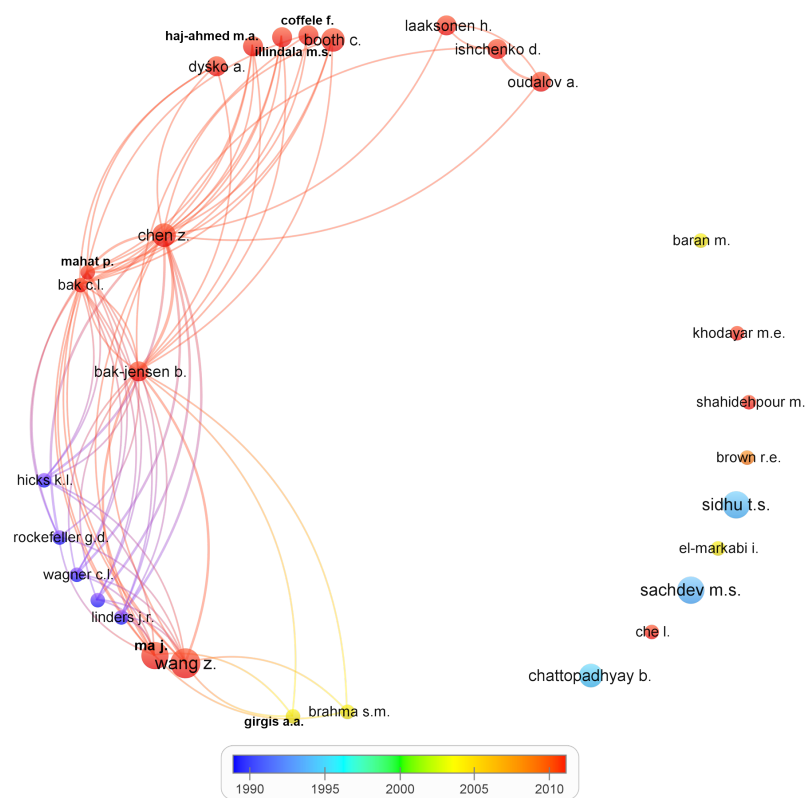
Por fim, tem-se a Figura 90, que apresenta a rede de países de origem das pesquisas relacionadas à *Query 2*. Para a inclusão de um país nessa rede, as publicações correlatas do mesmo devem acumular pelo menos 20 citações. O diâmetro dos círculos também corresponde à quantidade de publicações, enquanto que a espessura corresponde à frequência de citações entre dois países.

Figura 88 – Rede de palavras-chave utilizadas pelos autores e sua utilização ao decorrer do tempo, relacionada à Query 2.



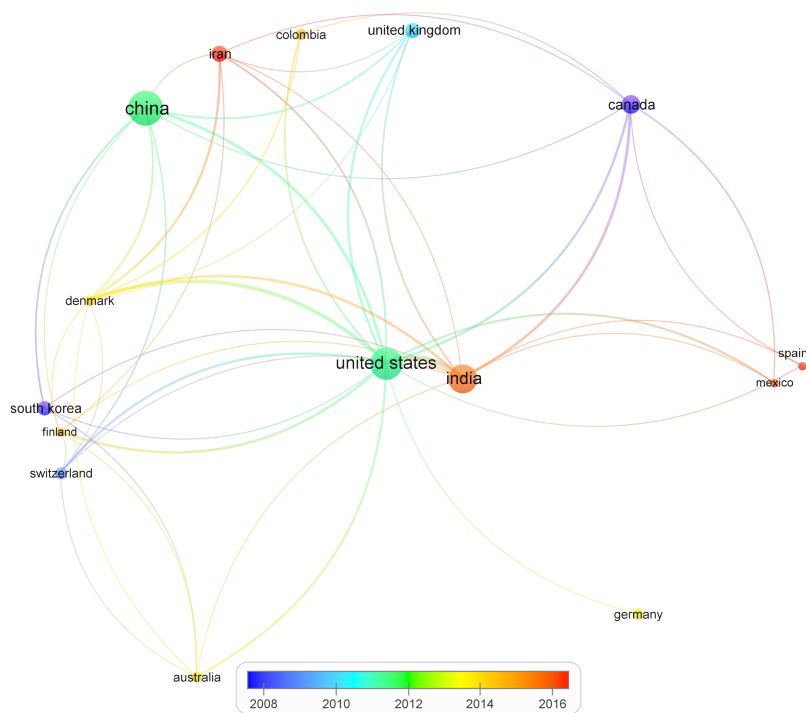
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 89 – Rede de autores obtida para a Query 2.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 90 – Rede de países obtida para a Query 2.



Fonte: Elaborada pelo autor.

DADOS ESPECÍFICOS DOS RECURSOS DISTRIBUÍDOS

Este apêndice tem por objetivo apresentar as informações relacionadas aos REDs utilizados nas simulações. Desse modo, são apresentados todos os parâmetros utilizados nos modelos para representação no PSCAD. As Tabelas 31, 32 e 33 apresentam informações e parâmetros acerca do GS. As Tabelas 34, 35 e 36 apresentam informações e parâmetros associados ao gerador eólico do Tipo IV. Por fim, a Tabela 37 apresenta informações relacionadas ao sistema de armazenamento de energia.

Tabela 31 – Dados do gerador síncrono utilizado.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
S_n	5 MVA	U_n	6,6 kV
f	60 Hz	P	4 pólos
ω_s	188,5 rad/s	R_a	0,004 p.u.
x_L	0,1 p.u.	x_d	1,8 p.u.
x_q	1,793 p.u.	x'_d	0,166 p.u.
x'_q	0,98 p.u.	x''_d	0,119 p.u.
x''_q	0,17 p.u.	T'_{d0}	1,754 p.u.
T'_{q0}	0 s	T''_{d0}	0,019 p.u.
T''_{q0}	0,164 s	x_0	0,046 p.u.
H	1 s		

Fonte: Menezes (2019).

em que:

S_n : potência aparente nominal do gerador;

U_n : tensão nominal de saída;

f : frequência do gerador;

P : número de polos;

ω_s : velocidade síncrona do gerador;

R_a : resistência da armadura;

x_L : reatância de dispersão da armadura;

x_d : reatância de eixo direto;

x_q : reatância de eixo de quadratura;
 x'_d : reatância transitória de eixo direto;
 x'_q : reatância transitória de eixo de quadratura;
 x''_d : reatância subtransitória de eixo direto;
 x''_q : reatância subtransitória de eixo de quadratura;
 T'_{d0} : constante de tempo transitória de eixo direto;
 T'_{q0} : constante de tempo transitória de eixo de quadratura;
 T''_{d0} : constante de tempo subtransitória de eixo direto;
 T''_{q0} : constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura;
 x_0 : reatância de sequência zero; e
 H : constante de inércia.

Apresentam-se na Tabela 32 e na Tabela 33, respectivamente, os parâmetros utilizados no PSCADTM/EMTDCTM para o regulador de excitação e o regulador de velocidade.

Tabela 32 – Valores dos parâmetros do regulador de excitação.

Parâmetro	Valor
T_c	0
T_b	0
K_a	120
T_a	0,02 s
K_e	1
T_e	0,8 s
K_f	1
T_f	0,01 s
V_{rmin}	-1 p.u.
V_{rmax}	5 p.u.
V_{min}	0,001 p.u.
V_{max}	1,05 p.u.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 33 – Valores dos parâmetros do regulador de velocidade.

Parâmetro	Valor
R	0,05
K_1	1
K_p	120
K_i	80
K_d	0
P_{min}	0 p.u.
P_{max}	1,6 p.u.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 34 – Dados associados à turbina eólica.

Parâmetro	Valor
P_{nom}	2 MW
R_{turb}	50 m
V_{vnom}	10 m/s
V_{cut-in}	3 m/s
$V_{cut-out}$	25 m/s
$V_{rot-nom}$	12 rpm
θ_{min}	0°
θ_{max}	28°
ω_{ref-sp}	1 pu
K_{ppitch}	10
T_{ipitch}	0,01

Fonte: Manitoba HVDC Research Centre (2016).

em que:

P_{nom} : potência da turbina;

R_{turb} : raio da turbina;

V_{vnom} : velocidade do vento nominal;

V_{cut-in} : velocidade de *cut-in*;

$V_{cut-out}$: velocidade de *cut-out*;

$V_{rot-nom}$: velocidade da turbina em rotação nominal;

θ_{min} : ângulo de *pitch* mínimo;

θ_{max} : ângulo de *pitch* máximo;

ω_{ref-sp} : *setpoint* de velocidade;

K_{ppitch} : ganho do regulador de *pitch*;

T_{ipitch} : constante de tempo do regulador de *pitch*.

Tabela 35 – Dados associados ao gerador de ímã permanente.

Parâmetro	Valor
S_g	2 MVA
V_g	0,69 kV
R_s	0,0017 pu
X_s	0,0364 pu
X_d	0,55 pu
X_q	1,11 pu
R_{kd}	0,055 pu
X_{kd}	0,62 pu
R_{kq}	0,183 pu
X_{kq}	1,175 pu
H	4 s

Fonte: Manitoba HVDC Research Centre (2016).

em que:

S_g : potência nominal do gerador;

V_g : tensão nominal do gerador;
 R_s : resistência dos enrolamentos do estator;
 X_s : reatância de dispersão dos enrolamentos do estator;
 X_d : reatância de eixo direto;
 X_q : reatância de eixo em quadratura;
 R_{kd} : resistência de eixo direto (*damp*);
 X_{kd} : reatância de eixo direto (*damp*);
 R_{kq} : resistência de eixo em quadratura (*damp*);
 X_{kq} : reatância de eixo em quadratura (*damp*); e
 H : constante de inércia.

Tabela 36 – Valores dos parâmetros utilizados nos controladores do gerador eólico.

CLR		CLM	
K_{pvcc}	1	K_{ppm}	0,25
T_{ivcc}	0,02	T_{ipm}	0,025
K_{prd}	0,5	K_{pmd}	1
T_{ird}	0,05	T_{imd}	0,02
K_{pvac}	0,75	K_{pac}	1
T_{ivac}	0,1	T_{iac}	0,2
K_{pq}	1	K_{pmq}	1
T_{iq}	0,02	T_{imq}	0,01
K_{prq}	0,5		
T_{irq}	0,05		

Fonte: Adaptada de Manitoba HVDC Research Centre (2016).

Tabela 37 – Valores dos parâmetros utilizados nos controladores do sistema de armazenamento.

Parâmetro	Valor
K_{pd}	0,2
T_{id}	0,01
K_{pq}	0,5
T_{iq}	0,01
K_{pvcc}	10
T_{ivcc}	0,01
K_{pp}	0,1
T_{ip}	0,05
K_{pq}	1
T_{iq}	0,2
K_{pvac}	1
T_{ivac}	0,01

Fonte: Adaptada de Manitoba HVDC Research Centre (2016).

TEMPOS DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO

Por conveniência, os resultados compreendendo, na íntegra, os tempos de atuação da proteção, bem como os intervalos de tempo de coordenação, são apresentados neste apêndice devido à extensão dos mesmos. Assim sendo, a Tabela 38 mostra os resultados para o principal cenário de atuação com a MR ilhada. Destaca-se que os resultados completos para os outros cenários não são aqui apresentados em função da extensão das tabelas completas. Não obstante, um sumário dos mesmos já foi apresentado no Capítulo 6 de modo a representá-los.

Tabela 38 – Tempos de atuação e ITCs para as faltas dos tipos *near-end* e *far-end* considerando a MR ilhada.

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
1	FFFT	0	R34	1,2000	4,1247	0,3689	R83	1,2000	7,8677	0,6235	0,2546	R54	1,2000	14,9823	0,5003
1	FFFT	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,3769	R83	1,2000	7,8677	0,6331	0,2562	R54	1,2000	14,9823	0,4996
1	FFFT	5	R34	1,2000	4,1247	0,3839	R83	1,2000	7,8677	0,6434	0,2595	R54	1,2000	14,9823	0,4992
1	FFFT	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,3857	R83	1,2000	7,8677	0,6487	0,2630	R54	1,2000	14,9823	0,4989
1	FFFT	10	R34	1,2000	4,1247	0,3830	R83	1,2000	7,8677	0,6495	0,2665	R54	1,2000	14,9823	0,4992
1	FFFT	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,3853	R83	1,2000	7,8677	0,6586	0,2732	R54	1,2000	14,9823	0,5016
1	FFFT	15	R34	1,2000	4,1247	0,4008	R83	1,2000	7,8677	0,6874	0,2866	R54	1,2000	14,9823	0,5104
1	FFFT	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,4085	R83	1,2000	7,8677	0,7106	0,3021	R54	1,2000	14,9823	0,5346
1	FFFT	20	R34	1,2000	4,1247	0,4305	R83	1,2000	7,8677	0,7616	0,3310	R54	1,2000	14,9823	0,5914
1	FF	0	R34	1,2000	4,1247	0,2737	R83	1,2000	7,8677	0,4989	0,2252	R54	1,2000	14,9823	0,4734
1	FF	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,2833	R83	1,2000	7,8677	0,5134	0,2301	R54	1,2000	14,9823	0,4721
1	FF	5	R34	1,2000	4,1247	0,2791	R83	1,2000	7,8677	0,5190	0,2400	R54	1,2000	14,9823	0,4716
1	FF	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,2751	R83	1,2000	7,8677	0,5131	0,2380	R54	1,2000	14,9823	0,4716
1	FF	10	R34	1,2000	4,1247	0,2716	R83	1,2000	7,8677	0,5080	0,2364	R54	1,2000	14,9823	0,4720
1	FF	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,2678	R83	1,2000	7,8677	0,5020	0,2342	R54	1,2000	14,9823	0,4726
1	FF	15	R34	1,2000	4,1247	0,2632	R83	1,2000	7,8677	0,4947	0,2315	R54	1,2000	14,9823	0,4736
1	FF	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,2576	R83	1,2000	7,8677	0,4852	0,2275	R54	1,2000	14,9823	0,4748
1	FF	20	R34	1,2000	4,1247	0,2540	R83	1,2000	7,8677	0,4792	0,2252	R54	1,2000	14,9823	0,4767
1	FT	0	R34	1,2000	4,1247	0,2881	R83	1,2000	7,8677	0,5324	0,2443	R54	1,2000	14,9823	0,4248
1	FT	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,2769	R83	1,2000	7,8677	0,5128	0,2359	R54	1,2000	14,9823	0,4258
1	FT	5	R34	1,2000	4,1247	0,2553	R83	1,2000	7,8677	0,4739	0,2186	R54	1,2000	14,9823	0,4284
1	FT	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,2534	R83	1,2000	7,8677	0,4712	0,2177	R54	1,2000	14,9823	0,4372
1	FT	10	R34	1,2000	4,1247	0,2407	R83	1,2000	7,8677	0,4477	0,2069	R54	1,2000	14,9823	0,4578
1	FT	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,2390	R83	1,2000	7,8677	0,4444	0,2055	R54	1,2000	14,9823	0,4848
1	FT	15	R34	1,2000	4,1247	0,2328	R83	1,2000	7,8677	0,4328	0,2000	R54	1,2000	14,9823	0,5113
1	FT	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,2361	R83	1,2000	7,8677	0,4387	0,2026	R54	1,2000	14,9823	0,5434

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
1	FT	20	R34	1,2000	4,1247	0,2394	R83	1,2000	7,8677	0,4446	0,2052	R54	1,2000	14,9823	0,5768
1	FFT	0	R34	1,2000	4,1247	0,3446	R83	1,2000	7,8677	0,6026	0,2580	R54	1,2000	14,9823	0,4498
1	FFT	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,3023	R83	1,2000	7,8677	0,5445	0,2422	R54	1,2000	14,9823	0,4513
1	FFT	5	R34	1,2000	4,1247	0,2903	R83	1,2000	7,8677	0,5282	0,2379	R54	1,2000	14,9823	0,4495
1	FFT	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,2935	R83	1,2000	7,8677	0,5367	0,2433	R54	1,2000	14,9823	0,4499
1	FFT	10	R34	1,2000	4,1247	0,2911	R83	1,2000	7,8677	0,5364	0,2453	R54	1,2000	14,9823	0,4528
1	FFT	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,2889	R83	1,2000	7,8677	0,5365	0,2476	R54	1,2000	14,9823	0,4604
1	FFT	15	R34	1,2000	4,1247	0,2898	R83	1,2000	7,8677	0,5422	0,2524	R54	1,2000	14,9823	0,4795
1	FFT	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,2838	R83	1,2000	7,8677	0,5342	0,2503	R54	1,2000	14,9823	0,5083
1	FFT	20	R34	1,2000	4,1247	0,2647	R83	1,2000	7,8677	0,4975	0,2328	R54	1,2000	14,9823	0,5316
2	FFFT	0	R56	1,2000	1,3850	0,0342	R34	1,2000	4,1247	0,3711	0,3369	-	-	-	-
2	FFFT	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0350	R34	1,2000	4,1247	0,3778	0,3428	-	-	-	-
2	FFFT	5	R56	1,2000	1,3850	0,0351	R34	1,2000	4,1247	0,3842	0,3492	-	-	-	-
2	FFFT	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0352	R34	1,2000	4,1247	0,3842	0,3490	-	-	-	-
2	FFFT	10	R56	1,2000	1,3850	0,0353	R34	1,2000	4,1247	0,3802	0,3449	-	-	-	-
2	FFFT	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0355	R34	1,2000	4,1247	0,3901	0,3547	-	-	-	-
2	FFFT	15	R56	1,2000	1,3850	0,0361	R34	1,2000	4,1247	0,4038	0,3677	-	-	-	-
2	FFFT	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0380	R34	1,2000	4,1247	0,4144	0,3764	-	-	-	-
2	FFFT	20	R56	1,2000	1,3850	0,0424	R34	1,2000	4,1247	0,4531	0,4108	-	-	-	-
2	FF	0	R56	1,2000	1,3850	0,0331	R34	1,2000	4,1247	0,2758	0,2427	-	-	-	-
2	FF	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0332	R34	1,2000	4,1247	0,2857	0,2525	-	-	-	-
2	FF	5	R56	1,2000	1,3850	0,0333	R34	1,2000	4,1247	0,2800	0,2466	-	-	-	-
2	FF	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0334	R34	1,2000	4,1247	0,2761	0,2427	-	-	-	-
2	FF	10	R56	1,2000	1,3850	0,0336	R34	1,2000	4,1247	0,2728	0,2393	-	-	-	-
2	FF	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0337	R34	1,2000	4,1247	0,2689	0,2352	-	-	-	-
2	FF	15	R56	1,2000	1,3850	0,0339	R34	1,2000	4,1247	0,2645	0,2306	-	-	-	-
2	FF	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0340	R34	1,2000	4,1247	0,2583	0,2243	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
2	FF	20	R56	1,2000	1,3850	0,0342	R34	1,2000	4,1247	0,2532	0,2190	-	-	-	-
2	FT	0	R56	1,2000	1,3850	0,0300	R34	1,2000	4,1247	0,2825	0,2525	-	-	-	-
2	FT	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0302	R34	1,2000	4,1247	0,2729	0,2427	-	-	-	-
2	FT	5	R56	1,2000	1,3850	0,0305	R34	1,2000	4,1247	0,2553	0,2248	-	-	-	-
2	FT	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0311	R34	1,2000	4,1247	0,2508	0,2198	-	-	-	-
2	FT	10	R56	1,2000	1,3850	0,0327	R34	1,2000	4,1247	0,2384	0,2057	-	-	-	-
2	FT	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0348	R34	1,2000	4,1247	0,2404	0,2056	-	-	-	-
2	FT	15	R56	1,2000	1,3850	0,0371	R34	1,2000	4,1247	0,2387	0,2016	-	-	-	-
2	FT	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0397	R34	1,2000	4,1247	0,2435	0,2037	-	-	-	-
2	FT	20	R56	1,2000	1,3850	0,0426	R34	1,2000	4,1247	0,2496	0,2069	-	-	-	-
2	FFT	0	R56	1,2000	1,3850	0,0310	R34	1,2000	4,1247	0,3548	0,3238	-	-	-	-
2	FFT	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0315	R34	1,2000	4,1247	0,3107	0,2792	-	-	-	-
2	FFT	5	R56	1,2000	1,3850	0,0316	R34	1,2000	4,1247	0,3009	0,2693	-	-	-	-
2	FFT	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0318	R34	1,2000	4,1247	0,3027	0,2709	-	-	-	-
2	FFT	10	R56	1,2000	1,3850	0,0321	R34	1,2000	4,1247	0,2994	0,2674	-	-	-	-
2	FFT	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0327	R34	1,2000	4,1247	0,2968	0,2641	-	-	-	-
2	FFT	15	R56	1,2000	1,3850	0,0343	R34	1,2000	4,1247	0,2935	0,2592	-	-	-	-
2	FFT	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0363	R34	1,2000	4,1247	0,2624	0,2261	-	-	-	-
2	FFT	20	R56	1,2000	1,3850	0,0381	R34	1,2000	4,1247	0,2578	0,2197	-	-	-	-
3	FFFT	0	R38	1,2000	8,8767	0,2588	R54	1,2000	14,9823	0,5003	0,2415	R83	1,2000	7,8677	0,6234
3	FFFT	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2590	R54	1,2000	14,9823	0,4996	0,2407	R83	1,2000	7,8677	0,6331
3	FFFT	5	R38	1,2000	8,8767	0,2592	R54	1,2000	14,9823	0,4992	0,2400	R83	1,2000	7,8677	0,6434
3	FFFT	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2595	R54	1,2000	14,9823	0,4989	0,2395	R83	1,2000	7,8677	0,6486
3	FFFT	10	R38	1,2000	8,8767	0,2600	R54	1,2000	14,9823	0,4992	0,2392	R83	1,2000	7,8677	0,6496
3	FFFT	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2613	R54	1,2000	14,9823	0,5016	0,2403	R83	1,2000	7,8677	0,6586
3	FFFT	15	R38	1,2000	8,8767	0,2651	R54	1,2000	14,9823	0,5105	0,2454	R83	1,2000	7,8677	0,6875
3	FFFT	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2749	R54	1,2000	14,9823	0,5348	0,2599	R83	1,2000	7,8677	0,7106

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
3	FFFT	20	R38	1,2000	8,8767	0,2982	R54	1,2000	14,9823	0,5918	0,2936	R83	1,2000	7,8677	0,7615
3	FF	0	R38	1,2000	8,8767	0,2483	R54	1,2000	14,9823	0,4734	0,2251	R83	1,2000	7,8677	0,4989
3	FF	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2478	R54	1,2000	14,9823	0,4721	0,2244	R83	1,2000	7,8677	0,5134
3	FF	5	R38	1,2000	8,8767	0,2476	R54	1,2000	14,9823	0,4716	0,2240	R83	1,2000	7,8677	0,5190
3	FF	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2478	R54	1,2000	14,9823	0,4716	0,2238	R83	1,2000	7,8677	0,5131
3	FF	10	R38	1,2000	8,8767	0,2481	R54	1,2000	14,9823	0,4720	0,2239	R83	1,2000	7,8677	0,5079
3	FF	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2485	R54	1,2000	14,9823	0,4726	0,2241	R83	1,2000	7,8677	0,5020
3	FF	15	R38	1,2000	8,8767	0,2491	R54	1,2000	14,9823	0,4736	0,2245	R83	1,2000	7,8677	0,4947
3	FF	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2497	R54	1,2000	14,9823	0,4748	0,2251	R83	1,2000	7,8677	0,4851
3	FF	20	R38	1,2000	8,8767	0,2507	R54	1,2000	14,9823	0,4767	0,2260	R83	1,2000	7,8677	0,4792
3	FT	0	R38	1,2000	8,8767	0,2248	R54	1,2000	14,9823	0,4248	0,2000	R83	1,2000	7,8677	0,5324
3	FT	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2256	R54	1,2000	14,9823	0,4258	0,2001	R83	1,2000	7,8677	0,5128
3	FT	5	R38	1,2000	8,8767	0,2272	R54	1,2000	14,9823	0,4285	0,2013	R83	1,2000	7,8677	0,4738
3	FT	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2309	R54	1,2000	14,9823	0,4372	0,2064	R83	1,2000	7,8677	0,4713
3	FT	10	R38	1,2000	8,8767	0,2392	R54	1,2000	14,9823	0,4579	0,2188	R83	1,2000	7,8677	0,4477
3	FT	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2501	R54	1,2000	14,9823	0,4849	0,2348	R83	1,2000	7,8677	0,4444
3	FT	15	R38	1,2000	8,8767	0,2611	R54	1,2000	14,9823	0,5115	0,2504	R83	1,2000	7,8677	0,4328
3	FT	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2745	R54	1,2000	14,9823	0,5436	0,2691	R83	1,2000	7,8677	0,4386
3	FT	20	R38	1,2000	8,8767	0,2886	R54	1,2000	14,9823	0,5770	0,2884	R83	1,2000	7,8677	0,4444
3	FFT	0	R38	1,2000	8,8767	0,2362	R54	1,2000	14,9823	0,4498	0,2136	R83	1,2000	7,8677	0,6028
3	FFT	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2373	R54	1,2000	14,9823	0,4513	0,2139	R83	1,2000	7,8677	0,5445
3	FFT	5	R38	1,2000	8,8767	0,2369	R54	1,2000	14,9823	0,4495	0,2126	R83	1,2000	7,8677	0,5282
3	FFT	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2374	R54	1,2000	14,9823	0,4499	0,2125	R83	1,2000	7,8677	0,5367
3	FFT	10	R38	1,2000	8,8767	0,2390	R54	1,2000	14,9823	0,4528	0,2137	R83	1,2000	7,8677	0,5364
3	FFT	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2427	R54	1,2000	14,9823	0,4604	0,2177	R83	1,2000	7,8677	0,5365
3	FFT	15	R38	1,2000	8,8767	0,2515	R54	1,2000	14,9823	0,4796	0,2281	R83	1,2000	7,8677	0,5422
3	FFT	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2651	R54	1,2000	14,9823	0,5086	0,2435	R83	1,2000	7,8677	0,5360

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
3	FFT	20	R38	1,2000	8,8767	0,2759	R54	1,2000	14,9823	0,5318	0,2559	R83	1,2000	7,8677	0,4975
4	FFFT	0	R89	1,2000	1,0221	0,0347	R38	1,2000	8,8767	0,2621	0,2274	-	-	-	-
4	FFFT	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0365	R38	1,2000	8,8767	0,2621	0,2257	-	-	-	-
4	FFFT	5	R89	1,2000	1,0221	0,0366	R38	1,2000	8,8767	0,2623	0,2258	-	-	-	-
4	FFFT	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0366	R38	1,2000	8,8767	0,2626	0,2260	-	-	-	-
4	FFFT	10	R89	1,2000	1,0221	0,0368	R38	1,2000	8,8767	0,2631	0,2264	-	-	-	-
4	FFFT	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0369	R38	1,2000	8,8767	0,2644	0,2275	-	-	-	-
4	FFFT	15	R89	1,2000	1,0221	0,0373	R38	1,2000	8,8767	0,2683	0,2310	-	-	-	-
4	FFFT	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0383	R38	1,2000	8,8767	0,2779	0,2396	-	-	-	-
4	FFFT	20	R89	1,2000	1,0221	0,0408	R38	1,2000	8,8767	0,2996	0,2588	-	-	-	-
4	FF	0	R89	1,2000	1,0221	0,0336	R38	1,2000	8,8767	0,2514	0,2178	-	-	-	-
4	FF	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0337	R38	1,2000	8,8767	0,2509	0,2172	-	-	-	-
4	FF	5	R89	1,2000	1,0221	0,0339	R38	1,2000	8,8767	0,2509	0,2170	-	-	-	-
4	FF	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0341	R38	1,2000	8,8767	0,2510	0,2169	-	-	-	-
4	FF	10	R89	1,2000	1,0221	0,0342	R38	1,2000	8,8767	0,2513	0,2171	-	-	-	-
4	FF	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0344	R38	1,2000	8,8767	0,2518	0,2173	-	-	-	-
4	FF	15	R89	1,2000	1,0221	0,0346	R38	1,2000	8,8767	0,2524	0,2177	-	-	-	-
4	FF	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0349	R38	1,2000	8,8767	0,2531	0,2182	-	-	-	-
4	FF	20	R89	1,2000	1,0221	0,0352	R38	1,2000	8,8767	0,2543	0,2191	-	-	-	-
4	FT	0	R89	1,2000	1,0221	0,0300	R38	1,2000	8,8767	0,2300	0,2000	-	-	-	-
4	FT	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0303	R38	1,2000	8,8767	0,2309	0,2006	-	-	-	-
4	FT	5	R89	1,2000	1,0221	0,0306	R38	1,2000	8,8767	0,2324	0,2018	-	-	-	-
4	FT	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0313	R38	1,2000	8,8767	0,2371	0,2058	-	-	-	-
4	FT	10	R89	1,2000	1,0221	0,0327	R38	1,2000	8,8767	0,2454	0,2127	-	-	-	-
4	FT	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0343	R38	1,2000	8,8767	0,2558	0,2215	-	-	-	-
4	FT	15	R89	1,2000	1,0221	0,0362	R38	1,2000	8,8767	0,2675	0,2313	-	-	-	-
4	FT	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0383	R38	1,2000	8,8767	0,2784	0,2401	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
4	FT	20	R89	1,2000	1,0221	0,0405	R38	1,2000	8,8767	0,2908	0,2502	-	-	-	-
4	FFT	0	R89	1,2000	1,0221	0,0317	R38	1,2000	8,8767	0,2431	0,2113	-	-	-	-
4	FFT	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0320	R38	1,2000	8,8767	0,2428	0,2108	-	-	-	-
4	FFT	5	R89	1,2000	1,0221	0,0323	R38	1,2000	8,8767	0,2426	0,2103	-	-	-	-
4	FFT	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0325	R38	1,2000	8,8767	0,2432	0,2107	-	-	-	-
4	FFT	10	R89	1,2000	1,0221	0,0328	R38	1,2000	8,8767	0,2447	0,2119	-	-	-	-
4	FFT	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0334	R38	1,2000	8,8767	0,2481	0,2147	-	-	-	-
4	FFT	15	R89	1,2000	1,0221	0,0345	R38	1,2000	8,8767	0,2561	0,2216	-	-	-	-
4	FFT	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0364	R38	1,2000	8,8767	0,2693	0,2329	-	-	-	-
4	FFT	20	R89	1,2000	1,0221	0,0385	R38	1,2000	8,8767	0,2814	0,2428	-	-	-	-
5	FFFT	0	R87	1,2000	1,9021	0,0319	R38	1,2000	8,8767	0,2621	0,2302	-	-	-	-
5	FFFT	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0326	R38	1,2000	8,8767	0,2621	0,2295	-	-	-	-
5	FFFT	5	R87	1,2000	1,9021	0,0327	R38	1,2000	8,8767	0,2623	0,2296	-	-	-	-
5	FFFT	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0328	R38	1,2000	8,8767	0,2626	0,2298	-	-	-	-
5	FFFT	10	R87	1,2000	1,9021	0,0329	R38	1,2000	8,8767	0,2631	0,2303	-	-	-	-
5	FFFT	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0330	R38	1,2000	8,8767	0,2644	0,2314	-	-	-	-
5	FFFT	15	R87	1,2000	1,9021	0,0333	R38	1,2000	8,8767	0,2683	0,2350	-	-	-	-
5	FFFT	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0342	R38	1,2000	8,8767	0,2779	0,2437	-	-	-	-
5	FFFT	20	R87	1,2000	1,9021	0,0362	R38	1,2000	8,8767	0,2995	0,2634	-	-	-	-
5	FF	0	R87	1,2000	1,9021	0,0317	R38	1,2000	8,8767	0,2514	0,2197	-	-	-	-
5	FF	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0317	R38	1,2000	8,8767	0,2509	0,2192	-	-	-	-
5	FF	5	R87	1,2000	1,9021	0,0318	R38	1,2000	8,8767	0,2509	0,2191	-	-	-	-
5	FF	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0319	R38	1,2000	8,8767	0,2510	0,2191	-	-	-	-
5	FF	10	R87	1,2000	1,9021	0,0320	R38	1,2000	8,8767	0,2513	0,2194	-	-	-	-
5	FF	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0320	R38	1,2000	8,8767	0,2518	0,2197	-	-	-	-
5	FF	15	R87	1,2000	1,9021	0,0321	R38	1,2000	8,8767	0,2524	0,2202	-	-	-	-
5	FF	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0323	R38	1,2000	8,8767	0,2531	0,2208	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
5	FF	20	R87	1,2000	1,9021	0,0324	R38	1,2000	8,8767	0,2543	0,2219	-	-	-	-
5	FT	0	R87	1,2000	1,9021	0,0300	R38	1,2000	8,8767	0,2300	0,2000	-	-	-	-
5	FT	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0301	R38	1,2000	8,8767	0,2309	0,2007	-	-	-	-
5	FT	5	R87	1,2000	1,9021	0,0303	R38	1,2000	8,8767	0,2324	0,2021	-	-	-	-
5	FT	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0307	R38	1,2000	8,8767	0,2371	0,2064	-	-	-	-
5	FT	10	R87	1,2000	1,9021	0,0314	R38	1,2000	8,8767	0,2454	0,2140	-	-	-	-
5	FT	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0323	R38	1,2000	8,8767	0,2558	0,2235	-	-	-	-
5	FT	15	R87	1,2000	1,9021	0,0334	R38	1,2000	8,8767	0,2675	0,2341	-	-	-	-
5	FT	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0345	R38	1,2000	8,8767	0,2784	0,2439	-	-	-	-
5	FT	20	R87	1,2000	1,9021	0,0358	R38	1,2000	8,8767	0,2908	0,2550	-	-	-	-
5	FFT	0	R87	1,2000	1,9021	0,0308	R38	1,2000	8,8767	0,2431	0,2123	-	-	-	-
5	FFT	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0309	R38	1,2000	8,8767	0,2428	0,2119	-	-	-	-
5	FFT	5	R87	1,2000	1,9021	0,0311	R38	1,2000	8,8767	0,2426	0,2115	-	-	-	-
5	FFT	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0312	R38	1,2000	8,8767	0,2432	0,2120	-	-	-	-
5	FFT	10	R87	1,2000	1,9021	0,0314	R38	1,2000	8,8767	0,2447	0,2133	-	-	-	-
5	FFT	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0317	R38	1,2000	8,8767	0,2481	0,2164	-	-	-	-
5	FFT	15	R87	1,2000	1,9021	0,0325	R38	1,2000	8,8767	0,2561	0,2236	-	-	-	-
5	FFT	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0338	R38	1,2000	8,8767	0,2693	0,2355	-	-	-	-
5	FFT	20	R87	1,2000	1,9021	0,0350	R38	1,2000	8,8767	0,2814	0,2464	-	-	-	-
6	FFFT	0	R34	1,2000	4,1247	0,3711	R83	1,2000	7,8677	0,6261	0,2550	R54	1,2000	14,9823	0,4940
6	FFFT	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,3778	R83	1,2000	7,8677	0,6339	0,2561	R54	1,2000	14,9823	0,4935
6	FFFT	5	R34	1,2000	4,1247	0,3842	R83	1,2000	7,8677	0,6441	0,2599	R54	1,2000	14,9823	0,4931
6	FFFT	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,3840	R83	1,2000	7,8677	0,6465	0,2625	R54	1,2000	14,9823	0,4928
6	FFFT	10	R34	1,2000	4,1247	0,3802	R83	1,2000	7,8677	0,6464	0,2663	R54	1,2000	14,9823	0,4930
6	FFFT	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,3901	R83	1,2000	7,8677	0,6665	0,2764	R54	1,2000	14,9823	0,4953
6	FFFT	15	R34	1,2000	4,1247	0,4037	R83	1,2000	7,8677	0,6943	0,2905	R54	1,2000	14,9823	0,5039
6	FFFT	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,4144	R83	1,2000	7,8677	0,7245	0,3101	R54	1,2000	14,9823	0,5290

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
6	FFFT	20	R34	1,2000	4,1247	0,4530	R83	1,2000	7,8677	0,8046	0,3516	R54	1,2000	14,9823	0,5902
6	FF	0	R34	1,2000	4,1247	0,2758	R83	1,2000	7,8677	0,5021	0,2263	R54	1,2000	14,9823	0,4675
6	FF	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,2857	R83	1,2000	7,8677	0,5177	0,2320	R54	1,2000	14,9823	0,4661
6	FF	5	R34	1,2000	4,1247	0,2800	R83	1,2000	7,8677	0,5200	0,2400	R54	1,2000	14,9823	0,4655
6	FF	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,2761	R83	1,2000	7,8677	0,5143	0,2381	R54	1,2000	14,9823	0,4654
6	FF	10	R34	1,2000	4,1247	0,2729	R83	1,2000	7,8677	0,5096	0,2367	R54	1,2000	14,9823	0,4657
6	FF	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,2689	R83	1,2000	7,8677	0,5037	0,2348	R54	1,2000	14,9823	0,4664
6	FF	15	R34	1,2000	4,1247	0,2645	R83	1,2000	7,8677	0,4965	0,2320	R54	1,2000	14,9823	0,4673
6	FF	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,2583	R83	1,2000	7,8677	0,4860	0,2277	R54	1,2000	14,9823	0,4683
6	FF	20	R34	1,2000	4,1247	0,2532	R83	1,2000	7,8677	0,4774	0,2242	R54	1,2000	14,9823	0,4699
6	FT	0	R34	1,2000	4,1247	0,2825	R83	1,2000	7,8677	0,5222	0,2397	R54	1,2000	14,9823	0,4148
6	FT	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,2730	R83	1,2000	7,8677	0,5050	0,2320	R54	1,2000	14,9823	0,4156
6	FT	5	R34	1,2000	4,1247	0,2554	R83	1,2000	7,8677	0,4729	0,2175	R54	1,2000	14,9823	0,4181
6	FT	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,2509	R83	1,2000	7,8677	0,4656	0,2147	R54	1,2000	14,9823	0,4252
6	FT	10	R34	1,2000	4,1247	0,2386	R83	1,2000	7,8677	0,4436	0,2049	R54	1,2000	14,9823	0,4458
6	FT	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,2404	R83	1,2000	7,8677	0,4468	0,2064	R54	1,2000	14,9823	0,4742
6	FT	15	R34	1,2000	4,1247	0,2387	R83	1,2000	7,8677	0,4434	0,2046	R54	1,2000	14,9823	0,5033
6	FT	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,2435	R83	1,2000	7,8677	0,4529	0,2095	R54	1,2000	14,9823	0,5370
6	FT	20	R34	1,2000	4,1247	0,2496	R83	1,2000	7,8677	0,4662	0,2167	R54	1,2000	14,9823	0,5741
6	FFT	0	R34	1,2000	4,1247	0,3550	R83	1,2000	7,8677	0,6127	0,2577	R54	1,2000	14,9823	0,4340
6	FFT	2,5	R34	1,2000	4,1247	0,3107	R83	1,2000	7,8677	0,5541	0,2434	R54	1,2000	14,9823	0,4396
6	FFT	5	R34	1,2000	4,1247	0,3010	R83	1,2000	7,8677	0,5425	0,2416	R54	1,2000	14,9823	0,4373
6	FFT	7,5	R34	1,2000	4,1247	0,3027	R83	1,2000	7,8677	0,5494	0,2467	R54	1,2000	14,9823	0,4378
6	FFT	10	R34	1,2000	4,1247	0,2994	R83	1,2000	7,8677	0,5488	0,2493	R54	1,2000	14,9823	0,4410
6	FFT	12,5	R34	1,2000	4,1247	0,2968	R83	1,2000	7,8677	0,5492	0,2524	R54	1,2000	14,9823	0,4493
6	FFT	15	R34	1,2000	4,1247	0,2935	R83	1,2000	7,8677	0,5488	0,2553	R54	1,2000	14,9823	0,4699
6	FFT	17,5	R34	1,2000	4,1247	0,2624	R83	1,2000	7,8677	0,4924	0,2300	R54	1,2000	14,9823	0,4941

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
6	FFT	20	R34	1,2000	4,1247	0,2578	R83	1,2000	7,8677	0,4828	0,2250	R54	1,2000	14,9823	0,5173
7	FFFT	0	R56	1,2000	1,3850	0,0343	R34	1,2000	4,1247	0,3743	0,3400	-	-	-	-
7	FFFT	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0350	R34	1,2000	4,1247	0,3809	0,3459	-	-	-	-
7	FFFT	5	R56	1,2000	1,3850	0,0352	R34	1,2000	4,1247	0,3860	0,3508	-	-	-	-
7	FFFT	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0354	R34	1,2000	4,1247	0,3860	0,3506	-	-	-	-
7	FFFT	10	R56	1,2000	1,3850	0,0356	R34	1,2000	4,1247	0,3817	0,3461	-	-	-	-
7	FFFT	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0358	R34	1,2000	4,1247	0,3948	0,3590	-	-	-	-
7	FFFT	15	R56	1,2000	1,3850	0,0366	R34	1,2000	4,1247	0,4032	0,3667	-	-	-	-
7	FFFT	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0385	R34	1,2000	4,1247	0,4142	0,3757	-	-	-	-
7	FFFT	20	R56	1,2000	1,3850	0,0430	R34	1,2000	4,1247	0,4483	0,4053	-	-	-	-
7	FF	0	R56	1,2000	1,3850	0,0336	R34	1,2000	4,1247	0,2818	0,2482	-	-	-	-
7	FF	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0337	R34	1,2000	4,1247	0,2855	0,2518	-	-	-	-
7	FF	5	R56	1,2000	1,3850	0,0338	R34	1,2000	4,1247	0,2806	0,2469	-	-	-	-
7	FF	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0339	R34	1,2000	4,1247	0,2766	0,2427	-	-	-	-
7	FF	10	R56	1,2000	1,3850	0,0340	R34	1,2000	4,1247	0,2723	0,2383	-	-	-	-
7	FF	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0342	R34	1,2000	4,1247	0,2678	0,2336	-	-	-	-
7	FF	15	R56	1,2000	1,3850	0,0343	R34	1,2000	4,1247	0,2615	0,2271	-	-	-	-
7	FF	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0345	R34	1,2000	4,1247	0,2570	0,2225	-	-	-	-
7	FF	20	R56	1,2000	1,3850	0,0347	R34	1,2000	4,1247	0,2610	0,2263	-	-	-	-
7	FT	0	R56	1,2000	1,3850	0,0307	R34	1,2000	4,1247	0,2835	0,2527	-	-	-	-
7	FT	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0309	R34	1,2000	4,1247	0,2741	0,2431	-	-	-	-
7	FT	5	R56	1,2000	1,3850	0,0312	R34	1,2000	4,1247	0,2540	0,2228	-	-	-	-
7	FT	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0319	R34	1,2000	4,1247	0,2481	0,2162	-	-	-	-
7	FT	10	R56	1,2000	1,3850	0,0334	R34	1,2000	4,1247	0,2394	0,2060	-	-	-	-
7	FT	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0354	R34	1,2000	4,1247	0,2409	0,2055	-	-	-	-
7	FT	15	R56	1,2000	1,3850	0,0376	R34	1,2000	4,1247	0,2376	0,2000	-	-	-	-
7	FT	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0400	R34	1,2000	4,1247	0,2419	0,2019	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
7	FT	20	R56	1,2000	1,3850	0,0428	R34	1,2000	4,1247	0,2484	0,2057	-	-	-	-
7	FFT	0	R56	1,2000	1,3850	0,0321	R34	1,2000	4,1247	0,3371	0,3050	-	-	-	-
7	FFT	2,5	R56	1,2000	1,3850	0,0322	R34	1,2000	4,1247	0,3119	0,2797	-	-	-	-
7	FFT	5	R56	1,2000	1,3850	0,0323	R34	1,2000	4,1247	0,3046	0,2723	-	-	-	-
7	FFT	7,5	R56	1,2000	1,3850	0,0325	R34	1,2000	4,1247	0,3056	0,2731	-	-	-	-
7	FFT	10	R56	1,2000	1,3850	0,0329	R34	1,2000	4,1247	0,3005	0,2676	-	-	-	-
7	FFT	12,5	R56	1,2000	1,3850	0,0335	R34	1,2000	4,1247	0,2980	0,2645	-	-	-	-
7	FFT	15	R56	1,2000	1,3850	0,0350	R34	1,2000	4,1247	0,2970	0,2620	-	-	-	-
7	FFT	17,5	R56	1,2000	1,3850	0,0369	R34	1,2000	4,1247	0,2654	0,2285	-	-	-	-
7	FFT	20	R56	1,2000	1,3850	0,0387	R34	1,2000	4,1247	0,2607	0,2220	-	-	-	-
8	FFFT	0	R38	1,2000	8,8767	0,2621	R54	1,2000	14,9823	0,5073	0,2452	R83	1,2000	7,8677	0,6202
8	FFFT	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2621	R54	1,2000	14,9823	0,5064	0,2443	R83	1,2000	7,8677	0,6324
8	FFFT	5	R38	1,2000	8,8767	0,2623	R54	1,2000	14,9823	0,5059	0,2436	R83	1,2000	7,8677	0,6418
8	FFFT	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2626	R54	1,2000	14,9823	0,5056	0,2430	R83	1,2000	7,8677	0,6479
8	FFFT	10	R38	1,2000	8,8767	0,2631	R54	1,2000	14,9823	0,5060	0,2428	R83	1,2000	7,8677	0,6506
8	FFFT	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2644	R54	1,2000	14,9823	0,5083	0,2439	R83	1,2000	7,8677	0,6536
8	FFFT	15	R38	1,2000	8,8767	0,2683	R54	1,2000	14,9823	0,5174	0,2492	R83	1,2000	7,8677	0,6797
8	FFFT	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2779	R54	1,2000	14,9823	0,5413	0,2634	R83	1,2000	7,8677	0,7013
8	FFFT	20	R38	1,2000	8,8767	0,2995	R54	1,2000	14,9823	0,5946	0,2951	R83	1,2000	7,8677	0,7354
8	FF	0	R38	1,2000	8,8767	0,2514	R54	1,2000	14,9823	0,4799	0,2285	R83	1,2000	7,8677	0,4951
8	FF	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2509	R54	1,2000	14,9823	0,4787	0,2278	R83	1,2000	7,8677	0,5085
8	FF	5	R38	1,2000	8,8767	0,2509	R54	1,2000	14,9823	0,4783	0,2274	R83	1,2000	7,8677	0,5178
8	FF	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2510	R54	1,2000	14,9823	0,4783	0,2273	R83	1,2000	7,8677	0,5116
8	FF	10	R38	1,2000	8,8767	0,2513	R54	1,2000	14,9823	0,4787	0,2274	R83	1,2000	7,8677	0,5058
8	FF	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2518	R54	1,2000	14,9823	0,4794	0,2276	R83	1,2000	7,8677	0,4999
8	FF	15	R38	1,2000	8,8767	0,2524	R54	1,2000	14,9823	0,4804	0,2281	R83	1,2000	7,8677	0,4928
8	FF	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2531	R54	1,2000	14,9823	0,4818	0,2287	R83	1,2000	7,8677	0,4846

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
8	FF	20	R38	1,2000	8,8767	0,2542	R54	1,2000	14,9823	0,4842	0,2299	R83	1,2000	7,8677	0,4812
8	FT	0	R38	1,2000	8,8767	0,2300	R54	1,2000	14,9823	0,4357	0,2057	R83	1,2000	7,8677	0,5430
8	FT	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2309	R54	1,2000	14,9823	0,4367	0,2059	R83	1,2000	7,8677	0,5199
8	FT	5	R38	1,2000	8,8767	0,2324	R54	1,2000	14,9823	0,4397	0,2072	R83	1,2000	7,8677	0,4762
8	FT	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2371	R54	1,2000	14,9823	0,4509	0,2138	R83	1,2000	7,8677	0,4737
8	FT	10	R38	1,2000	8,8767	0,2454	R54	1,2000	14,9823	0,4716	0,2262	R83	1,2000	7,8677	0,4536
8	FT	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2558	R54	1,2000	14,9823	0,4978	0,2420	R83	1,2000	7,8677	0,4471
8	FT	15	R38	1,2000	8,8767	0,2675	R54	1,2000	14,9823	0,5266	0,2591	R83	1,2000	7,8677	0,4437
8	FT	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2784	R54	1,2000	14,9823	0,5525	0,2741	R83	1,2000	7,8677	0,4299
8	FT	20	R38	1,2000	8,8767	0,2907	R54	1,2000	14,9823	0,5817	0,2910	R83	1,2000	7,8677	0,4278
8	FFT	0	R38	1,2000	8,8767	0,2431	R54	1,2000	14,9823	0,4646	0,2215	R83	1,2000	7,8677	0,5941
8	FFT	2,5	R38	1,2000	8,8767	0,2428	R54	1,2000	14,9823	0,4628	0,2200	R83	1,2000	7,8677	0,5376
8	FFT	5	R38	1,2000	8,8767	0,2426	R54	1,2000	14,9823	0,4615	0,2189	R83	1,2000	7,8677	0,5201
8	FFT	7,5	R38	1,2000	8,8767	0,2432	R54	1,2000	14,9823	0,4620	0,2188	R83	1,2000	7,8677	0,5270
8	FFT	10	R38	1,2000	8,8767	0,2447	R54	1,2000	14,9823	0,4648	0,2201	R83	1,2000	7,8677	0,5264
8	FFT	12,5	R38	1,2000	8,8767	0,2481	R54	1,2000	14,9823	0,4722	0,2241	R83	1,2000	7,8677	0,5260
8	FFT	15	R38	1,2000	8,8767	0,2561	R54	1,2000	14,9823	0,4902	0,2342	R83	1,2000	7,8677	0,5309
8	FFT	17,5	R38	1,2000	8,8767	0,2693	R54	1,2000	14,9823	0,5192	0,2499	R83	1,2000	7,8677	0,5364
8	FFT	20	R38	1,2000	8,8767	0,2814	R54	1,2000	14,9823	0,5450	0,2636	R83	1,2000	7,8677	0,5178
9	FFFT	0	R89	1,2000	1,0221	0,0352	R38	1,2000	8,8767	0,2658	0,2306	-	-	-	-
9	FFFT	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0363	R38	1,2000	8,8767	0,2653	0,2290	-	-	-	-
9	FFFT	5	R89	1,2000	1,0221	0,0367	R38	1,2000	8,8767	0,2654	0,2287	-	-	-	-
9	FFFT	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0369	R38	1,2000	8,8767	0,2657	0,2288	-	-	-	-
9	FFFT	10	R89	1,2000	1,0221	0,0371	R38	1,2000	8,8767	0,2663	0,2292	-	-	-	-
9	FFFT	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0373	R38	1,2000	8,8767	0,2679	0,2305	-	-	-	-
9	FFFT	15	R89	1,2000	1,0221	0,0378	R38	1,2000	8,8767	0,2724	0,2346	-	-	-	-
9	FFFT	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0390	R38	1,2000	8,8767	0,2829	0,2440	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
9	FFFT	20	R89	1,2000	1,0221	0,0415	R38	1,2000	8,8767	0,3054	0,2639	-	-	-	-
9	FF	0	R89	1,2000	1,0221	0,0342	R38	1,2000	8,8767	0,2550	0,2208	-	-	-	-
9	FF	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0343	R38	1,2000	8,8767	0,2546	0,2203	-	-	-	-
9	FF	5	R89	1,2000	1,0221	0,0345	R38	1,2000	8,8767	0,2545	0,2201	-	-	-	-
9	FF	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0346	R38	1,2000	8,8767	0,2546	0,2200	-	-	-	-
9	FF	10	R89	1,2000	1,0221	0,0348	R38	1,2000	8,8767	0,2549	0,2201	-	-	-	-
9	FF	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0350	R38	1,2000	8,8767	0,2554	0,2203	-	-	-	-
9	FF	15	R89	1,2000	1,0221	0,0352	R38	1,2000	8,8767	0,2559	0,2207	-	-	-	-
9	FF	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0355	R38	1,2000	8,8767	0,2569	0,2215	-	-	-	-
9	FF	20	R89	1,2000	1,0221	0,0358	R38	1,2000	8,8767	0,2587	0,2228	-	-	-	-
9	FT	0	R89	1,2000	1,0221	0,0308	R38	1,2000	8,8767	0,2357	0,2049	-	-	-	-
9	FT	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0311	R38	1,2000	8,8767	0,2366	0,2055	-	-	-	-
9	FT	5	R89	1,2000	1,0221	0,0315	R38	1,2000	8,8767	0,2386	0,2071	-	-	-	-
9	FT	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0324	R38	1,2000	8,8767	0,2444	0,2121	-	-	-	-
9	FT	10	R89	1,2000	1,0221	0,0337	R38	1,2000	8,8767	0,2522	0,2185	-	-	-	-
9	FT	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0353	R38	1,2000	8,8767	0,2620	0,2267	-	-	-	-
9	FT	15	R89	1,2000	1,0221	0,0371	R38	1,2000	8,8767	0,2730	0,2359	-	-	-	-
9	FT	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0391	R38	1,2000	8,8767	0,2831	0,2440	-	-	-	-
9	FT	20	R89	1,2000	1,0221	0,0413	R38	1,2000	8,8767	0,2954	0,2542	-	-	-	-
9	FFT	0	R89	1,2000	1,0221	0,0326	R38	1,2000	8,8767	0,2489	0,2163	-	-	-	-
9	FFT	2,5	R89	1,2000	1,0221	0,0328	R38	1,2000	8,8767	0,2483	0,2155	-	-	-	-
9	FFT	5	R89	1,2000	1,0221	0,0330	R38	1,2000	8,8767	0,2482	0,2152	-	-	-	-
9	FFT	7,5	R89	1,2000	1,0221	0,0333	R38	1,2000	8,8767	0,2489	0,2156	-	-	-	-
9	FFT	10	R89	1,2000	1,0221	0,0336	R38	1,2000	8,8767	0,2504	0,2168	-	-	-	-
9	FFT	12,5	R89	1,2000	1,0221	0,0342	R38	1,2000	8,8767	0,2540	0,2197	-	-	-	-
9	FFT	15	R89	1,2000	1,0221	0,0353	R38	1,2000	8,8767	0,2621	0,2268	-	-	-	-
9	FFT	17,5	R89	1,2000	1,0221	0,0372	R38	1,2000	8,8767	0,2748	0,2376	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
9	FFT	20	R89	1,2000	1,0221	0,0393	R38	1,2000	8,8767	0,2885	0,2492	-	-	-	-
10	FFFT	0	R87	1,2000	1,9021	0,0322	R38	1,2000	8,8767	0,2664	0,2343	-	-	-	-
10	FFFT	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0326	R38	1,2000	8,8767	0,2659	0,2333	-	-	-	-
10	FFFT	5	R87	1,2000	1,9021	0,0328	R38	1,2000	8,8767	0,2659	0,2331	-	-	-	-
10	FFFT	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0329	R38	1,2000	8,8767	0,2661	0,2332	-	-	-	-
10	FFFT	10	R87	1,2000	1,9021	0,0330	R38	1,2000	8,8767	0,2667	0,2337	-	-	-	-
10	FFFT	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0332	R38	1,2000	8,8767	0,2683	0,2351	-	-	-	-
10	FFFT	15	R87	1,2000	1,9021	0,0336	R38	1,2000	8,8767	0,2728	0,2393	-	-	-	-
10	FFFT	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0345	R38	1,2000	8,8767	0,2833	0,2488	-	-	-	-
10	FFFT	20	R87	1,2000	1,9021	0,0366	R38	1,2000	8,8767	0,3056	0,2690	-	-	-	-
10	FF	0	R87	1,2000	1,9021	0,0320	R38	1,2000	8,8767	0,2556	0,2236	-	-	-	-
10	FF	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0320	R38	1,2000	8,8767	0,2552	0,2232	-	-	-	-
10	FF	5	R87	1,2000	1,9021	0,0321	R38	1,2000	8,8767	0,2551	0,2230	-	-	-	-
10	FF	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0322	R38	1,2000	8,8767	0,2552	0,2230	-	-	-	-
10	FF	10	R87	1,2000	1,9021	0,0322	R38	1,2000	8,8767	0,2555	0,2232	-	-	-	-
10	FF	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0323	R38	1,2000	8,8767	0,2559	0,2235	-	-	-	-
10	FF	15	R87	1,2000	1,9021	0,0324	R38	1,2000	8,8767	0,2564	0,2240	-	-	-	-
10	FF	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0325	R38	1,2000	8,8767	0,2575	0,2249	-	-	-	-
10	FF	20	R87	1,2000	1,9021	0,0327	R38	1,2000	8,8767	0,2592	0,2265	-	-	-	-
10	FT	0	R87	1,2000	1,9021	0,0304	R38	1,2000	8,8767	0,2367	0,2062	-	-	-	-
10	FT	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0306	R38	1,2000	8,8767	0,2375	0,2069	-	-	-	-
10	FT	5	R87	1,2000	1,9021	0,0308	R38	1,2000	8,8767	0,2396	0,2088	-	-	-	-
10	FT	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0312	R38	1,2000	8,8767	0,2455	0,2142	-	-	-	-
10	FT	10	R87	1,2000	1,9021	0,0319	R38	1,2000	8,8767	0,2531	0,2212	-	-	-	-
10	FT	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0327	R38	1,2000	8,8767	0,2627	0,2300	-	-	-	-
10	FT	15	R87	1,2000	1,9021	0,0337	R38	1,2000	8,8767	0,2735	0,2398	-	-	-	-
10	FT	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0348	R38	1,2000	8,8767	0,2834	0,2487	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 38 – (continuação)

Local	Tipo	R_f	RP	PS	ζ	Tp [s]	RB	PS	ζ	Tb [s]	ITC	RP ₂	PS	ζ	Tp ₂ [s]
10	FT	20	R87	1,2000	1,9021	0,0360	R38	1,2000	8,8767	0,2957	0,2596	-	-	-	-
10	FFT	0	R87	1,2000	1,9021	0,0312	R38	1,2000	8,8767	0,2498	0,2186	-	-	-	-
10	FFT	2,5	R87	1,2000	1,9021	0,0313	R38	1,2000	8,8767	0,2492	0,2179	-	-	-	-
10	FFT	5	R87	1,2000	1,9021	0,0314	R38	1,2000	8,8767	0,2491	0,2177	-	-	-	-
10	FFT	7,5	R87	1,2000	1,9021	0,0316	R38	1,2000	8,8767	0,2497	0,2181	-	-	-	-
10	FFT	10	R87	1,2000	1,9021	0,0318	R38	1,2000	8,8767	0,2512	0,2194	-	-	-	-
10	FFT	12,5	R87	1,2000	1,9021	0,0321	R38	1,2000	8,8767	0,2547	0,2225	-	-	-	-
10	FFT	15	R87	1,2000	1,9021	0,0329	R38	1,2000	8,8767	0,2627	0,2298	-	-	-	-
10	FFT	17,5	R87	1,2000	1,9021	0,0340	R38	1,2000	8,8767	0,2752	0,2412	-	-	-	-
10	FFT	20	R87	1,2000	1,9021	0,0353	R38	1,2000	8,8767	0,2889	0,2536	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor.